

---

# **EIN BEITRAG ZUR KONZEPTIONIERUNG EINES LEITSYSTEMS FÜR STEUERBARE MICROGRIDS**

---

Von der Fakultät für Maschinenbau, Elektrotechnik und Energiesysteme der  
Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus – Senftenberg zur Erlangung des  
akademischen Grades eines Doktors der Ingenieurwissenschaften genehmigte

## **Dissertation**

vorgelegt von

**Dipl.-Ing. (FH)**

**Erik Federau**

geboren am **13. August 1985** in **Spremberg**

Vorsitzender: Prof. Dr.-Ing. Gerhard Lappus

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz

Gutachter: Gastprofessor Dr.-Ing. Przemysław Janik

Tag der mündlichen Prüfung: 06. April 2016

Cottbus, 13. April 2016



---

---



## KURZREFERAT

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit der Entwicklung eines Leitsystems für ein Microgrid.

Der Begriff Leitsystem beschreibt die Gesamtheit aller Komponenten und Einrichtungen für eine zentrale Steuerungs- und Überwachungszentrale, in der eine Datensammlung aus hierarchisch niederen Ebenen erfolgt. Das Ziel: Prozesse und Abläufe sollen erfasst und für den Anwender sichtbar gemacht werden. Als Microgrid wird in diesem Kontext ein inselnetzfähiges, lokal begrenztes Smart Grid bezeichnet.

Grundlage für die Entwicklung eines Leitsystems für ein Microgrid bildet die klassische Verteilung der Ebenen zur Anpassung standardisierter und anwendungserprobter Strukturen. Diese werden im Rahmen alternativer Ansätze abgestimmt. So wird das „Smart Grid Architecture Modell“ (SGAM) auf die Ebenen des Microgrids angewendet. Hier wird innerhalb der Ebenen nach spezifischen Aufgaben und den damit verbundenen Eigenschaften unterschieden. Das hat eine Komplexitätsreduzierung der fünf Ebenen zur Folge. Vor dem Hintergrund spezifischer Normungsaktivitäten kann so die Erarbeitung bzgl. Interoperabilitätsbedingungen innerhalb der Bereiche problemloser und übersichtlicher gehandhabt werden.

In der vorliegenden Arbeit werden verschiedene Leitsystemansätze für ein Microgrid vorgestellt. Diese können dezentrale Anlagenteile in ihren separaten Steuer- und Regelprozessen anleiten oder zum Teil beeinflussen. Ein Energiemanagementsystem mit Microgrid-relevanten Applikationen und Fahrplantoools wird als Hilfsmittel zur bedarfsgerechten Führung eines intelligenten Kleinstnetzes ebenfalls abgebildet. Abschließend erfolgt die Implementierung eines Leitsystems in ein universitäres Microgrid.

## **ABSTRACT**

This thesis deals with the development of a control system for a microgrid.

The term control system herewith is used to describe all components and devices of a centralized control and monitoring center in which a collection of data from hierarchically lower levels takes place. Its aim is to track processes and procedures and to make them visible for the user. In this context, a microgrid describes a separate (stand-alone) and locally limited Smart Grid.

Developing a control system for a microgrid is based on the conventional allocation of the levels to adapt standardized and field-proven structures. As part of alternative approaches the latter are adjusted accordingly. Thus the “Smart Grid Architecture Model” (SGAM) is applied to the levels of a microgrid. Within these levels a distinction is made concerning specific tasks and their according characteristics. This leads to a reduction of complexity within the five levels. Against the backdrop of specific standardization activities, the development according to interoperability requirements within these levels can be handled clearly and without problems.

In this thesis different control system approaches for a microgrid are presented which can guide or partially influence decentralized plant components within their separate control and regulating processes. Furthermore, an energy management system with microgrid-relevant applications and timetable tools is also presented as a supportive mean for a needs-orientated management of an intelligent microgrid. A control system such as this has been implemented into a microgrid on campus.

# INHALTSVERZEICHNIS

<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>VII</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>XII</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis.....</b>	<b>XIV</b>
<b>1 Einleitung.....</b>	<b>1</b>
1.1 Motivation.....	1
1.2 Zielsetzung.....	4
1.3 Gliederung der Arbeit.....	6
<b>2 Intelligente Netze .....</b>	<b>8</b>
2.1 Entwicklung der aktuellen Netzstrukturen .....	8
2.2 Strukturierung, Standardisierung und Normung Intelligenter Netze .....	14
2.3 Smart Grid.....	21
2.3.1 Definition Smart Grid.....	21
2.3.2 Entwicklung eines einheitlichen Smart Grid-Modells im Kontext der Standardisierung und Normung.....	22
2.4 Microgrid.....	29
2.4.1 Definition Microgrid.....	29
2.4.2 Eigenschaften von Microgrids.....	31
2.4.3 Betriebsmodi von Microgrids.....	35
2.4.4 Integrationsstufen für Microgrids .....	36
<b>3 Aufbau und Systemarchitekturen von Microgrids .....</b>	<b>38</b>
3.1 Entwicklung eines einheitlichen Microgrid-Modells .....	39
3.2 Komponenten-Ebene im Microgrid .....	42
3.3 Funktions-Ebene – Funktionalitäten von Microgrids.....	48
3.4 Informations-Ebene im Microgrid.....	54
3.4.1 Allgemein.....	54
3.4.2 Informationsmodelle und Datenmodelle für intelligente Netze .....	56

3.4.3	IEC 62357 als Grundlage des Informationsaustauschs im Microgrid.....	57
3.4.4	IEC 61968/61970 Common Information Model.....	60
3.4.5	IEC 61850 .....	61
3.4.6	IEC 61499 Funktionsbausteine verteilter Automatisierungssysteme .....	65
3.4.7	Harmonisierung der relevanten Normen eines Intelligenten Netzes.....	67
3.4.8	IEC 62541 – Der Weg zur OPC Unified Architecture (OPC UA) .....	70
3.5	Kommunikations-Ebene im Microgrid .....	72
3.5.1	Allgemein.....	72
3.5.2	Kommunikationsnetze für Microgrids.....	73
3.5.3	Kommunikationsprotokolle/Übertragungsprotokolle .....	76
3.6	Microgrid-Architekturen.....	82
3.6.1	AC-Microgrid.....	82
3.6.2	DC-Microgrid.....	83
3.6.3	Hybrid AC-DC-Microgrid .....	84
3.6.4	AC-Microgrid mit DC-Speichersystem .....	85
3.6.5	DC-Zonen-Microgrid .....	85
3.6.6	SST basiertes Microgrid.....	86
3.6.7	Bewertung der vorgestellten Microgrid-Architekturen.....	87
<b>4</b>	<b>Konzeptionsansatz zum Steuern und Leiten von Microgrid-Strukturen .....</b>	<b>89</b>
4.1	Herausforderungen und Merkmale von Steuerungssystemen für Microgrids.....	89
4.2	Grundlegender Ansatz für Steuerungssysteme in Microgrids.....	91
4.2.1	Kontrollarchitektur .....	93
4.2.2	Steuerungsebenen .....	94
4.2.3	Steuerungskonzepte für Microgrids .....	95
4.2.4	Hierarchische Steuerung.....	98
4.2.5	Multi-Agenten-System-Steuerung .....	100
4.2.6	Steuerungsmethoden.....	103



4.3	Stand der Leittechnik und Funktionen von Leitsystemen .....	103
4.4	Grundlegender Ansatz zur Leitsystemkonzeption für Microgrids .....	107
4.4.1	Allgemein.....	107
4.4.2	Verfahren einer Leitsystemkonzeption.....	110
<b>5</b>	<b>Differenziertes Fahrplan- und Energiemanagementsystem .....</b>	<b>112</b>
5.1	Einführung Energiemanagement.....	112
5.2	Funktionen und Steuerstrategien von Microgrid- Energiemanagementsystemen .....	115
5.2.1	Funktionen eines Microgrid-Energiemanagementsystems.....	115
5.2.2	Steuerstrategien eines Microgrid-Energiemanagementsystems .....	119
5.3	Microgrid-Zustände und Fahrplangenerierung .....	121
5.3.1	Allgemein.....	121
5.3.2	Zeitabhängige Fahrpläne.....	124
5.3.3	Ereignisabhängige Fahrpläne .....	125
5.3.4	Kombinierte Fahrpläne .....	125
5.4	Spezifisch ausgerichtete Betriebsweisen .....	126
5.4.1	Gewinnorientierte Betriebsweise.....	127
5.4.2	Lastorientierte Betriebsweise.....	127
5.4.3	Netzorientierte Betriebsweise .....	128
5.4.4	Prognoseabhängige Optimierung der Betriebsweisen.....	128
<b>6</b>	<b>Implementierung eines Leitsystems in ein universitäres Microgrid .....</b>	<b>129</b>
6.1	Grundlage - das universitäre Microgrid der BTU .....	129
6.2	Hardware- und Kommunikationskonzept .....	131
6.3	Softwarekonzept: Basissystem.....	133
6.3.1	SCADA-Visualisierung .....	134
6.3.2	Datenmodellierung.....	136
6.3.3	Archivsystem .....	137
6.3.4	Trenddarstellung und Auswertetool .....	138

6.3.5	Grenzwertüberwachung.....	138
6.4	Fahrplantool und Fahrplanmanagement.....	139
6.4.1	Einführung Betriebsweisen und Fahrplanmanagement.....	139
6.4.2	Grundzustand des universitären Microgrids.....	142
6.4.3	Definition spezifischer Betriebsweisen .....	143
6.4.4	Kombination der Betriebsweisen und Microgrid-Zustände.....	152
6.5	Netzführung und Steuerstrategie .....	152
<b>7</b>	<b>Konklusion und Ausblick.....</b>	<b>156</b>
	<b>Quellenverzeichnis .....</b>	<b>158</b>
	<b>Anlage .....</b>	<b>167</b>

**ABBILDUNGSVERZEICHNIS**

Abbildung 1-1:	Einflussfaktoren für den Wandel im Energiesektor .....	3
Abbildung 1-2:	Transformationen im Energieversorgungssystem.....	4
Abbildung 1-3:	Gesamtmenge der Arbeit.....	6
Abbildung 1-4:	Struktur der Arbeit .....	7
Abbildung 2-1:	Aufbau des Elektroenergieversorgungssystems in Deutschland .....	10
Abbildung 2-2:	Verschiedene Ebenen der Dezentralität.....	12
Abbildung 2-3:	Daten und Stromflusskonzept zukünftiger Smart Grids .....	13
Abbildung 2-4:	Innovationsfelder der fünf großen Intelligenen Netze .....	14
Abbildung 2-5:	Beeinflussung der drei Querschnittsthemen.....	16
Abbildung 2-6:	Energiewirtschaftliches Dreieck als Basis der Standardisierung und Normung von Smart Grids .....	17
Abbildung 2-7:	Übersicht der aktiven Gremien im Smart Grid-Umfeld .....	18
Abbildung 2-8:	Struktur der Smart Grid Coordination Group .....	19
Abbildung 2-9:	Begriffsmodell - Smart Energy System .....	20
Abbildung 2-10:	Unterstützung der Integration durch Standardisierung.....	21
Abbildung 2-11:	NIST Domänenmodell.....	23
Abbildung 2-12:	Erweitertes NIST-Modell.....	24
Abbildung 2-13:	Smart Grid-Struktur eindimensional - Domänen.....	24
Abbildung 2-14:	Smart Grid Struktur zweidimensional - Domänen und hierarchische Zonen.....	26
Abbildung 2-15:	GWAC definierte Interoperabilitätskategorien .....	26
Abbildung 2-16:	Gruppierung in Interoperabilitäts-Ebenen .....	27
Abbildung 2-17:	Strukturrahmen SGAM .....	28
Abbildung 2-18:	Übergang zwischen Netzbetrieb und Inselbetrieb eines Microgrids .....	36
Abbildung 3-1:	Erweitertes NIST-Modell mit Anwendungsgebieten von Microgrids .....	39

Abbildung 3-2:	Aufbau einer Basiszelle .....	40
Abbildung 3-3:	Vermaschte Zellenarchitektur .....	41
Abbildung 3-4:	Anpassung des SGAM zum MGAM .....	42
Abbildung 3-5:	Beispiel: Komponenten-Ebene des MGAM .....	43
Abbildung 3-6:	Einteilung von MG-Prozess-Komponenten .....	45
Abbildung 3-7:	Einteilung von Prozesskomponenten nach Zuverlässigkeit und Steuerbarkeit.....	45
Abbildung 3-8:	Zusammenschaltung von verschiedenen Microgrid-Komponenten.....	46
Abbildung 3-9:	Grundlegende Verteilung der Funktionen.....	52
Abbildung 3-10:	Beispiel: Prognose auf verschiedenen Zeitskalen.....	53
Abbildung 3-11:	Anwendungsfall – Prognose auf verschiedenen Zeitskalen – Funktionsebene.....	53
Abbildung 3-12:	Beispiel: Informations-Ebene MGAM .....	56
Abbildung 3-13:	Informationsmodellierung.....	57
Abbildung 3-14:	Übersicht IEC 62357 – Seamless Integration Architecture.....	58
Abbildung 3-15:	Übersicht IEC 61968/61970.....	60
Abbildung 3-16:	Übersicht IEC 61850 .....	63
Abbildung 3-17:	Hierarchie Datenmodell IEC 61850 .....	64
Abbildung 3-18:	Aufbau eines logischen Knotens.....	65
Abbildung 3-19:	Darstellung eines Funktionsblockes nach IEC 61499 .....	66
Abbildung 3-20:	Darstellung eines IED in der IEC 61499 .....	67
Abbildung 3-21:	Gegenüberstellung harmonisierungswürdiger analoger Standards.....	69
Abbildung 3-22:	Kommunikationsnetze für Microgrids.....	74
Abbildung 3-23:	Aufbau eines Nachrichtenrahmens .....	76
Abbildung 3-24:	Beispiel: Kommunikationsprotokolle im MGAM.....	79
Abbildung 3-25:	Schema - Datentransportprofile IEC 61850.....	79
Abbildung 3-26:	Spannungsartabhängige Microgrids .....	82

Abbildung 3-27: Beispielschema: AC-Microgrid .....	83
Abbildung 3-28: Beispielschema: DC-Microgrid .....	84
Abbildung 3-29: Beispielschema: Hybrid AC-DC-Microgrid.....	84
Abbildung 3-30: Beispielschema: AC-Microgrid mit DC-Speichersystem.....	85
Abbildung 3-31: Beispielschema: DC-Zonen-Microgrid.....	86
Abbildung 3-32: Beispielschema: SST basiertes Microgrid .....	87
Abbildung 4-1: Kontrollebenen der Microgrid-Umgebung .....	93
Abbildung 4-2: IEC/ISO 62264 Standard-Level und ihre Anwendung auf den Microgrid-Kontext.....	95
Abbildung 4-3: Zentrales Steuerungskonzept.....	96
Abbildung 4-4: Zentralisierte Microgrid-Steuerung .....	97
Abbildung 4-5: Dezentrales Steuerungskonzept.....	97
Abbildung 4-6: Mehrebenen-System mit Steuerungs-Hierarchie .....	98
Abbildung 4-7: Einordnung der hierarchischen Kontrolllevel im MGAM (links zentrale/rechts dezentrale Sekundärregelung) .....	100
Abbildung 4-8: Intelligente Agenten im MGAM-Umfeld.....	102
Abbildung 4-9: Leittechnikenebenen im MGAM.....	104
Abbildung 4-10: Abhängige Bereiche der Netzleittechnik für MG-Strukturen .....	106
Abbildung 4-11: Leitsystemapplikationen .....	108
Abbildung 4-12: Software-/Hardware-Architektur eines Leitsystems für Microgrids .....	110
Abbildung 5-1: MAS-basierte EMS-Architektur.....	114
Abbildung 5-2: Informationsflüsse für EMS.....	114
Abbildung 5-3: Beispielarchitektur eines EMS in Microgrids .....	116
Abbildung 5-4: MG-CC Funktionshierarchie bzgl. der Fahrweisen .....	122
Abbildung 5-5: Rücksetzbedingungen für einen sicheren MG-Zustand.....	122
Abbildung 5-6: Grundablauf eines Fahrplans.....	123
Abbildung 5-7: Softwarekonzept - Fahrplantooll.....	124

Abbildung 5-8:	Zeitabhängiger Fahrplan .....	125
Abbildung 5-9:	Ereignisabhängiger Fahrplan .....	125
Abbildung 5-10:	kombinierter zeit-/ereignisabhängiger Fahrplan .....	126
Abbildung 6-1:	Einphasiges vereinfachtes Ersatzschaltbild des universitären Microgrids .....	130
Abbildung 6-2:	Hardware- und Netzwerkkonzept Leitsystem.....	131
Abbildung 6-3:	Redundante Einbindung der Leittechnik.....	133
Abbildung 6-4:	Schema: Softwarefunktionalität Leittechnik universitäres Microgrid der BTU .....	134
Abbildung 6-5:	Struktur - SCADA-Visualisierung.....	135
Abbildung 6-6:	Datenmodell im IMM des Leitsystems .....	137
Abbildung 6-7:	Aggregationsstufen Archiv .....	138
Abbildung 6-8:	Batterieparameter.....	141
Abbildung 6-9:	Kopplung Microgrid Leitsystem mit der steuerbaren Last.....	142
Abbildung 6-10:	Programmablaufplan Betriebsweise 1.....	145
Abbildung 6-11:	Beispielhafte Leistungsverläufe Betriebsweise 1 (Sommertag) .....	146
Abbildung 6-12:	Beispielhafte Leistungsverläufe Betriebsweise 1 (Wintertag) .....	146
Abbildung 6-11:	Programmablaufplan Betriebsweise 2.....	148
Abbildung 6-14:	Beispielhafte Leistungsverläufe Betriebsweise 2 (Sommertag) .....	149
Abbildung 6-15:	Beispielhafte Leistungsverläufe Betriebsweise 2 (Wintertag) .....	149
Abbildung 6-12:	Programmablaufplan Betriebsweise 3.....	151
Abbildung 6-13:	Schnittmengen Fahrplanmanagement.....	152
Abbildung 6-14:	Beispiel: Bedientableau Leistungsschalter.....	153
Abbildung 6-15:	Hierarchische Struktur des universitären Microgrids .....	154
Abbildung 6-16:	Steuerungsstrategie und Netzführung.....	155
Abbildung A-1:	Europäisches konzeptionelles SG-Modell .....	171
Abbildung A-2:	OSI-Referenzmodell.....	176

Abbildung A-3:	Aufgaben der 7 Kommunikationsschichten.....	177
Abbildung A-4:	Hierarchische Microgrid-Steuerung nach IEC/ISO 62264 .....	182
Abbildung A-5:	Schwarz-Start-Strategie und Fehlermanagement im Inselbetrieb eines Microgrids.....	183
Abbildung A-6:	Flussdiagramm MG-CC Algorithmus - Ausgleich Erzeugung und Verbrauch .....	184
Abbildung A-7:	Flussdiagramm MG-CC Algorithmus - Wechsel zwischen den Betriebsmodi .....	185
Abbildung A-8:	Hierarchie der Steuerungs-/Optimierungsfunktion.....	186
Abbildung A-9:	Komponentenanalyse universitäres Microgrid .....	188
Abbildung A-10:	Komponenten-Ebene Leittechnikanbindung .....	189
Abbildung A-11:	Informations-Ebene Leittechnikanbindung.....	189
Abbildung A-12:	Kommunikations-Ebene Leittechnikanbindung .....	190
Abbildung A-13:	Funktionen im universitären MG .....	191
Abbildung A-14:	Netzgesamtansicht linke Seite.....	194
Abbildung A-15:	Netzgesamtansicht rechte Seite.....	194
Abbildung A-16:	Beispiel: Detailansicht Abgang PV-Anlage.....	195
Abbildung A-17:	Leitsystemübersicht.....	195
Abbildung A-18:	Maske: Archivverwaltung mit Beispieldatensatz.....	196
Abbildung A-19:	Maske: Fahrplanmanagement .....	196
Abbildung A-20:	Fahrplantooll (zyklischer Fahrplan) .....	197
Abbildung A-21:	Spezifische Betriebsweise 3 .....	199

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 2-1:	Gegenüberstellung der ersten größeren Elektroenergieübertragungen.....	9
Tabelle 2-2:	Überblick der Spannungsebenen mit ausgewählten Eigenschaften.....	11
Tabelle 3-1:	Auslegungsabfolge zur Strukturierung eines Microgrids.....	38
Tabelle 3-2:	EMS kontrollierte MG-Komponenten.....	48
Tabelle 3-3:	Einteilung der Funktionen mit allgemeinen Beispielen.....	49
Tabelle 3-4:	Index der Abbildung 3-11.....	54
Tabelle 3-5:	Bereichseinteilung der "Seamless Integration Architecture".....	59
Tabelle 3-6:	Hauptziele der OPC-Foundation.....	71
Tabelle 3-7:	Physische Netzwerk-Topologien und ihre Eigenschaften (Auszug).....	75
Tabelle 3-8:	Protokollfunktionen.....	77
Tabelle 3-9:	OSI-Modell und TCP/IP im Vergleich.....	78
Tabelle 3-10:	Kommunikation im Kontext zum OSI-Modell.....	80
Tabelle 4-1:	Merkmale und Ausprägungen von systemrelevanten Steuerungskategorien.....	92
Tabelle 5-1:	Master-Slave-Kombinationen.....	119
Tabelle 6-1:	(links) MG-Zustände im Inselbetrieb, (rechts) MG-Zustände im Netzbetrieb.....	140
Tabelle A-1:	Systemdomänen des SGAM.....	172
Tabelle A-2:	Betriebsdomänen des SGAM.....	173
Tabelle A-3:	Interoperabilitätsebenen des SGAM.....	174
Tabelle A-4:	Bewertung von Microgrid-Architekturen.....	178
Tabelle A-5:	Vergleich von Steuerungskonzepten.....	179
Tabelle A-6:	Konzeptionsalgorithmus Leitsystem.....	180



Tabelle A-7:	Komponenten des universitären Microgrids.....	187
Tabelle A-8:	Typicals für ausgewählte Betriebsmittel .....	192
Tabelle A-9:	Attribute der Datenpunkte .....	193
Tabelle A-10:	Layout MG-Zustandsbeschreibung.....	198

## **ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS**

AC	Alternating Current
AKW	Atomkraftwerk
ASB	Automatic Switch Box
ASCII	American Standard Code for Information Interchange
BEMS	Building Energymanagement
BHKW	Blockheizkraftwerk
BTB	Betriebstagebuch
CAN	Controller Area Network
CATV	Community access television
CEN	Comité Européen de Normalisation
CENELEC	Comité Européen de Normalisation Électrotechnique
CERTS	Consortium for Electric Reliability Technology Solution
CHP	Decentral Combined Heat and Power
CIM	Common Information Model
CIS	Component Interface Specification
COM	Component Object Model
CSMA/CD	Carrier Sense Multiple Access/Collision Detection
DC	Direct Current
DCOM	Distributed Component Object Model
DEA	Dezentrale Energiewandlungsanlagen
DECT	Digital Enhanced Cordless Telecommunications
DER	Distributed Energy Resources
DES	Dezentraler Energiespeicher
DG	Distributed Generation
DKE	Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
DMS	Distribution-Management-Systeme

DNA	Digital Network Architektur
DoD	Department of Defence
DR	Demand Response
DRM	Demand-Response-Management
DSM	Demand-Side-Management
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energie-Gesetz
EMS	Energiemanagementsystem
EPS	Electrical Power System
ERP	Enterprise Resource Planning
ESB	Enterprise Service Bus
ESO	European Standard Organisation
ETSI	European Telecommunications Standards Institute
FDDI	Fiber Distributed Data Interface
FI	Future Internet
FTP	File Transfer Protocol
FTTH	Fibre To The home
GAN	Global Area Network
GID	Generic Interface Definition
GIS	Geoinformationssystem
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Events
GPRS	General Packet Radio Service
GSSE	Generic Substation Status Event
GWAC	GridWise® Architecture Council
HIS	Historical Information System
HTML	Hypertext Markup Language
http	Hypertext Transfer Protocol
HVAC	Heating, ventilation, and air conditioning

ICMP	Internet Control Message Protocol
ID	Identifikation
IEC	International Electrotechnical Commission
IED	Intelligent Electronic Device
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IMM	Information-Model-Manager
IP	Internet Protocol
IPX	Internetwork Packet Exchange
ISO	International Organization for Standardization
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LAN	Local Area Network
LBNL	Lawrence Berkeley National Laboratory
LTE	Long Term Evolution
MAN	Metropolitan Area Network
MAS	Multi-Agenten-System
MEM	Microgrid-Energiemanager
MG	Microgrid
MGAM	Microgrid Architecture Model
MG-CC	Microgrid-Central-Controller
MG-O	Microgrid-Operator
MIME	Multipurpose Internet Mail Extensions
MMS	Multimedia Messaging Service
MS	Mittelspannung
MSR-Raum	Mess-Steuer-Regelungs-Raum
NIST	National Institute of Standards and Technology
NS	Niederspannung
OG	Overlaid grid

OG-CC	Overlayered grid – Central Controller (Netzleitsystem des vorgelagerten Netzes)
OLE	Object Linking and Embedding
OPC	OLE for Process Control
OSI	Open Systems Interconnection
PAN	Personal Area Network
PAT	Power Application Toolbar
PERA	Purdue Enterprise Reference Architecture
PEV	Plug-in Elektro-Fahrzeug
PHEV	Plug-in-Hybrid-Elektrofahrzeug
PLC	Powerline Communication
POP3	Post Office Protocol 3
PV	Photovoltaik
QoS	Quality of Service
RA	Reference Architecture
RFC	Requests for Comments
RIM	Referenz-Informationsmodell
RTU	Remote Terminal Unit
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SCD	Substation Automation System Description
SG	Smart Grid
SGAM	Smart Grid Architecture Model
SG-CC	Smart Grid – Central Controller
SIA	Seamless Integration Architecture
SIDMS	System Interfaces for Distribution Management
SMTP	Simple Mail Transfer Protocol
SNA	System Network Architecture
SNAP	Subnetwork Access Protocol
SNMP	Simple Network Management Protocol

SOA	Service-orientierte Architektur
SPS	Speicherprogrammierbare Steuerung
SPX	Sequenced Packet Exchange
SSM	Supply-Side-Management
SSN	Secondary Substation Node
SST	Solid State Transformer
TC	Technical Committee
TCP	Transmission Control Protocol
TELNET	Teletype Network
UA	Unified Architecture
UDP	User Datagram Protocol
UI	User Interface
UML	Unified Modeling Language
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik und Informationstechnik e.V.
VFD	Variable-Frequency Drive
VZS	Verbraucherzählpfeilsystem
WAN	Wide Area Network
WEA	Windenergieanlage (auch Windkraftanlage)
WLAN	Wireless Local Area Network
XML	Extensible Markup Language

# 1 EINLEITUNG

## 1.1 Motivation

Die Verknappung der fossilen Ressourcen, die Auswirkungen des Klimawandels und der ursächlich steigende Bedarf an Energie führte zu einer Renaissance der Elektrizitätswirtschaft in Richtung Nachhaltigkeit. Mit der Energiewende formuliert die Bundesregierung das zentrale Ziel einer enormen Verminderung von Treibhausgas-Emissionen, von denen die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen den größten Anteil darstellen. Dabei sind Energie und Rohstoffe die zentralen Themen in der Diskussion der Energiewende und haben sich, mit Blick auf die schnell voranschreitende Entwicklung und den Ausbau regenerativer Erzeugungsanlagen, zur Basis heutiger Forschungsschwerpunkte entwickelt [1]. Vor allem abhängig des Entwicklungsstadiums der eingesetzten Technologie kann die Effizienz von Rohstoffen und Energie gemessen werden. Dies bedarf neuer Innovationen und Ansätze, die nicht zwangsläufig zum Verzicht eines Energieträgers zu Gunsten eines anderen, sondern zu einer geeigneten Kombination und gegenseitige Ergänzung führen. Mit der Nutzung verschiedener Energiequellen gab es in der Vergangenheit signifikante Verschiebungen [1].

Vor allem das „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien“, kurz „Erneuerbare-Energien-Gesetz“ (EEG) [2], ist dabei einen bedeutenden Pfeiler zur Förderung des Wachstums im Bereich der erneuerbaren Energien. Von der Bundesregierung wird das Gesetz als ‚*das Instrument*‘ der Energiewende vorangetrieben und befindet sich mittlerweile in der fünften Anpassung. Die letzte Änderung trat am 1. August 2014 in Kraft.

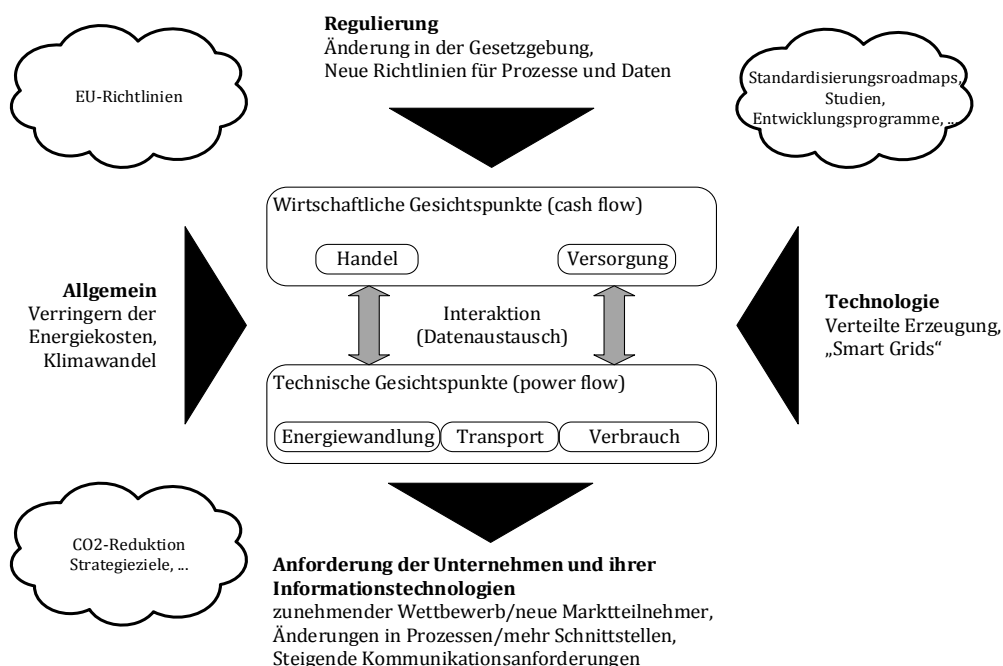
Mit der Förderung der Elektrizitätsgewinnung aus erneuerbaren Energien ist in Deutschland ein Ausbaumarathon gestartet. Neben einer großen Zahl an Kleinstanlagen im Niederspannungsbereich entstanden mehrere Großanlagen, die bis in den mehrstelligen Megawattbereich Leistung bereitstellen können. Durch die geographischen Gegebenheiten in der Bundesrepublik Deutschland ist die Verteilung von Erneuerbare-Energie (EE)-Anlagen in verschiedenen Regionen in Energieträger zu unterteilen. Dabei hat nicht nur die Besiedlungsdichte großen Einfluss, sondern zusätzlich die mögliche nutzbare Fläche für EE-Anlagen. Gegen diese Verteilung sind die Vorkommen der Lastzentren im Süden mit höherem Bedarf an Elektroenergie an zu merken. Die

resultierende Notwendigkeit des Transports der Elektroenergie im Übertragungsnetz steht im Gegensatz zu den vorhandenen Kapazitäten. Durch anhaltende Feststellungs- und Planungsverfahren zum Ausbau dieser Netze sind bereits heute Defizite in der sicheren Elektroenergieversorgung zu verzeichnen [3].

Die größten Auswirkungen in der Entwicklung der Energielandschaft sind veränderte Anforderungen an den zukünftigen Netzbetrieb im Niederspannungsbereich. Mit steigender Zahl aktiver Akteure im Nieder- und Mittelspannungsnetz erhöht sich der Koordinationsaufwand der Netzbetreiber. Vor allem die regenerativen Erzeugungsanlagen mit fluktuierendem Einspeiseverhalten fordern komplexere Überwachungsmechanismen zur Sicherstellung von Frequenz- und Spannungsbändern des angeschlossenen Stromnetzes. Dies bedingt eine Erschließung aller Optionen flexibler Nutzung des Stroms in den Verbrauchssektoren [4]. Neue Steuerungs-, Überwachungs- und Leitsysteme zur Führung der Netze sind erforderlich und bilden ein großes Forschungsfeld für die nationale Industrie. Im Kontext dazu steigt die Verantwortung der Verteilnetzbetreiber, die trotz Abgrenzung von Markt- und Netzfunktionen die Systemstabilität mit Hilfe zukünftiger Verteilnetzautomatisierung unterstützen müssen. Bisherige Rollen und Funktionen der zentralen Strukturen wie: Erzeugung, Transport, Verteilung, Handel und Verbrauch verändern sich durch die zunehmende Dezentralisierung. Das entstehende Konstrukt weist multifunktionale Teilnehmer auf, die zusammen ein komplexes System bilden, welches durch Informationsaustausch zur gegenseitigen Koordinierung den Netzzustand bestimmt [5]. In Abbildung 1-1 werden die Einflussfaktoren für den Wandel des Energiesektors grafisch aufgearbeitet.

Einen Schlüssel zur Bewältigung der anstehenden Probleme stellt die Verkleinerung und Dezentralisierung von Netzeinheiten dar. Die Begriffe Smart Grid (SG) und Microgrid (MG) gelangen immer wieder in den Fokus der Öffentlichkeit. Diese intelligenten Klein- und Kleinstnetze ermöglichen arealbegrenzten, optimierten Ausgleich zwischen Last und Erzeugung. In Verbindung dazu stellt der Begriff „Smart Metering“ den Diskussionsraum für spezifische Problematiken wie z. B. Massendaten und Datensicherheit.

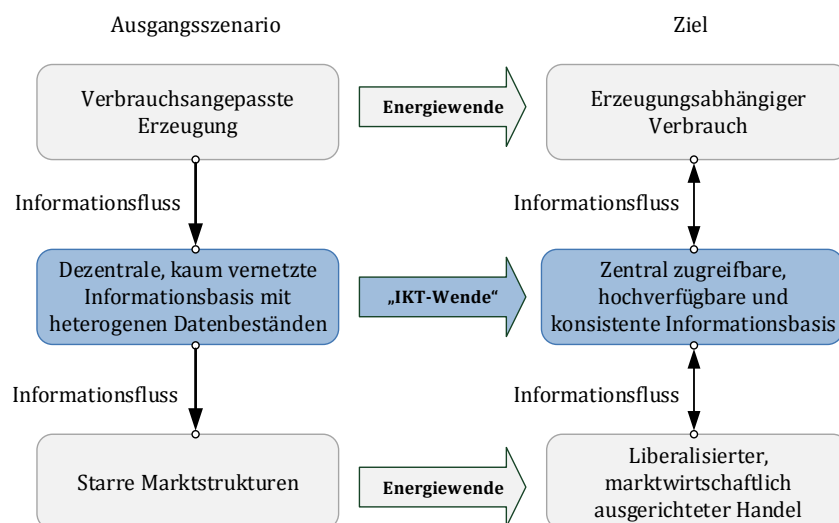




**Abbildung 1-1: Einflussfaktoren für den Wandel im Energiesektor in Anlehnung an [6]**

Der Weg zu zukünftigen Energiesystemen kann nur über einen ganzheitlichen Paradigmenwechsel in der bisherigen Energieversorgungsstruktur gegangen werden, vor allem im Bereich der Kommunikations- und Fernwirktechnik. Bisherige zentrale Erzeugungsstrukturen und Netzsteuerungsfunktionen formten durch regulierte Marktprozesse die Kommunikationsnetze mit einer Durchdringung bis zu Mittelspannungsschaltanlagen. Durch geringes Aufkommen dezentraler Energiewandlungsanlagen (DEA) in den letzten Jahrzehnten und der bis dato nicht vorhandenen Notwendigkeit von Netzregelung im Bereich der Niederspannung sind kommunikativ angebundene und ansprechbare Mess- und Steuereinrichtungen für elektrische Lasten und Einspeiser sowie die dafür nötigen Kommunikationsnetze meist nicht vorhanden. Eine Einbindung in die Marktmechanismen der Elektroenergieversorgung fand seitens der DEAs nur bedingt statt. Mit dem Paradigmenwechsel der zentralen Erzeugung, Steuerung und Regelung hin zu verteilten Strukturen netzwerkartiger Erzeugung und Speicherung wird ein Wandel in der Behandlung, Überwachung und im Zusammenschluss im gesamten Energiesektor vollzogen. Passive Niederspannungsversorgungsstrukturen erfahren mit steigender Zahl an DEAs eine Aktivierung, die durch geeignete Systeme zu regeln sind. Für das Erreichen einer angepassten Ansteuerung der automatisierten Energiesystemelemente sind Kommunikationsnetze und Informationssysteme sind zu erweitern und anzupassen. Dafür sind neue Systemkonzepte für Netze und Leittechniksysteme nötig, die ein Instrument der Netzbetreiber zur künftigen Umsetzung der Dezentralisierung des

gesamten Energiesystems ermöglichen. Das zukünftige intelligente Energiesystem beschreibt dabei die Verschmelzung/Koexistenz des Energieversorgungssystems als vernetzte, physische Ebene mit den Energiediensten für eine Energienetzführung [7]. Dabei müssen zukünftig zwei unterschiedliche Infrastrukturen mit gleichem Aufwand verwaltet werden. Neben dem Energiesystem ist die Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) als Netzwerk zu beachten und hinsichtlich Sicherheit, Verfügbarkeit und Konsistenz zu überwachen. Im Aufbau eines intelligenten Energiesystems übernimmt die IKT eine essentielle Funktion als Instrument der optimalen Umsetzung des energiewirtschaftlichen Dreiecks. Vor allem mit den neuen notwendigen Steuerungs- und Regelstrategien in einem echtzeitbasierenden Versorgungssystem besteht die Forderung nach optimalem Informationsaustausch unter der Berücksichtigung von Rechenleistung, Datenvolumina und Performanz [7]. (siehe Abbildung 1-2)



**Abbildung 1-2: Transformationen im Energieversorgungssystem[8]**

Nicht nur die Normungsgremien haben den Bedarf der Standardisierung im Bereich der dezentralen Leitsysteme erkannt. Zunehmend drängen Bedürfnisse von Verteilnetzbetreibern in die Entwicklungsabteilung von Leitsystemanbietern.

## 1.2 Zielsetzung

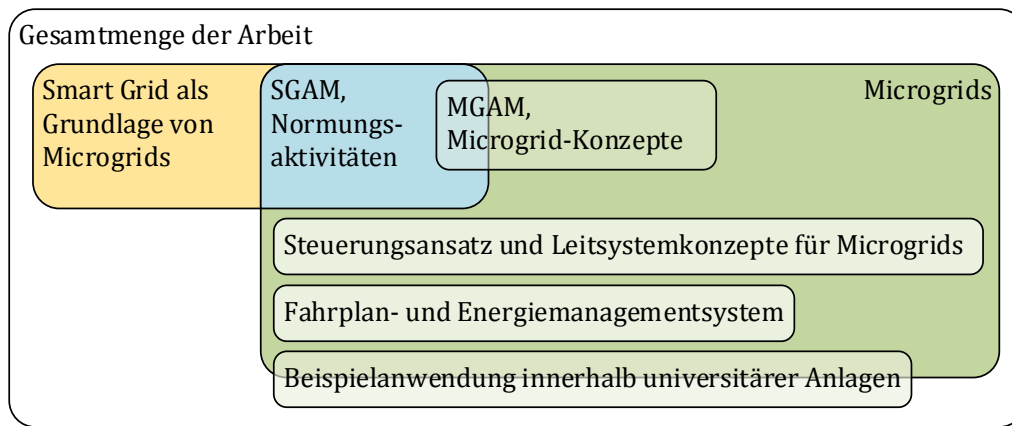
Die Anpassung von leittechnischen Systemen auf intelligente Kleinstnetze in diesem Umfang, ist bisher kein Thema von Betreibern bisheriger MGs. Zu umfangreich und preisintensiv scheinen die Industrieprodukte, die hauptsächlich als Netzleitsysteme in Übertragungs- und 110-kV-Verteilungsnetzen Anwendung finden. Daraus ergeben sich

Fragestellungen inwieweit Leittechniksysteme, skalierbar nach Anlagengröße, adaptierbar sind. Demnach sind bisherige Leittechnikkonzepte zu modifizieren, um letztlich Standardgeräte und -produkte zu verwenden. Durch geeignetes Fahrplanmanagement im MG sind die Prozesskomponenten zu integrieren. Damit einher geht die Realisierung einer Kommunikation zwischen Leittechnik- und Prozesskomponenten. Zur Prozesssensibilisierung des MG ergeben sich durch den Aspekt *Leittechnik* Punkte wie Visualisierung und Parameter- sowie Messdatenarchivierung die eine entsprechende Betrachtung bei der Umsetzung des MG-Konzepts nach sich ziehen.

Die Arbeit richtet sich in ihrem Inhalt an die Belegung der These:

MGs können als intelligente Kleinstnetze einen Beitrag zur Umsetzung der Energiewende leisten. Dazu sind neben neuen IKT-Anforderungen im Niederspannungsnetz definierte modularisierte Leitsysteme zu entwickeln bzw. bestehende Systeme zu transformieren und ein Strukturrahmen zur Einordnung aller MGs zu bilden. Mit den technischen Möglichkeiten des 21. Jahrhunderts bedarf es für diese Anpassung keine zusätzlichen Innovationen. Vielmehr sind durch gezielt konzentrierte Anstrengungen Strukturrahmen und einheitliche aber anpassbare Modelle, politisch motiviert, zu erstellen. Dem nötigen Normungsbedarf wird durch sukzessive Lückenschließung in den Standardreihen begegnet. Die Entwirrung von unterschiedlichen Kommunikationslösungen zu einer allumfänglichen Normenfamilie ist damit obligatorisch.

Mit den Themenschwerpunkten „Intelligente Netze“, „Microgrids“, „Leitsysteme“ und „Energiemanagementsysteme“ für MGs behandelt die vorliegende Arbeit einen Teil der wichtigsten Schwerpunkte zur Standardisierung von Kommunikation und Datenmodellen innerhalb der Netzleittechnik in intelligenten Netzen. Es werden Handlungsempfehlungen zur Implementierung von leittechnischen Systemen in Kleinstnetzen auf Grundlage der Reformation der Normen der „International Electrotechnical Commission“ (IEC) und Betriebsweisen durch Systemtools der zukünftigen Leitsysteme herausgestellt. In Abbildung 1-3 werden die Teilmengen der Arbeit einander zugeordnet.



**Abbildung 1-3: Gesamtmenge der Arbeit**

In Anlehnung an die Einführung eines Strukturrahmens für MGs können im Abschluss der Arbeit alle Paradigmen eines realen MG in diesem dargestellt werden. Diese Arbeit hat den Anspruch, einen Beitrag zu einer einheitlichen MG-Konzeption zu geben, auf entsprechende Probleme und Hindernisse bei der Umsetzung zu deuten sowie die Anpassung der Leitsysteme für zukünftige intelligente Kleinstnetze zu erörtern.

### ***1.3 Gliederung der Arbeit***

Innerhalb des Kapitels „Intelligente Netze“ werden neben den aktuellen Netzstrukturen unterschiedliche Standardisierungsmodelle vorgestellt. Im Weiteren wird auf die bisher nicht standardisierte Netzform MG mit Augenmerk auf die Definition, Eigenschaften und Betriebsmodi eingegangen. Das Kapitel schließt mit der Aufschlüsselung der Integrationsphasen von MGs in das Energieversorgungssystem ab.

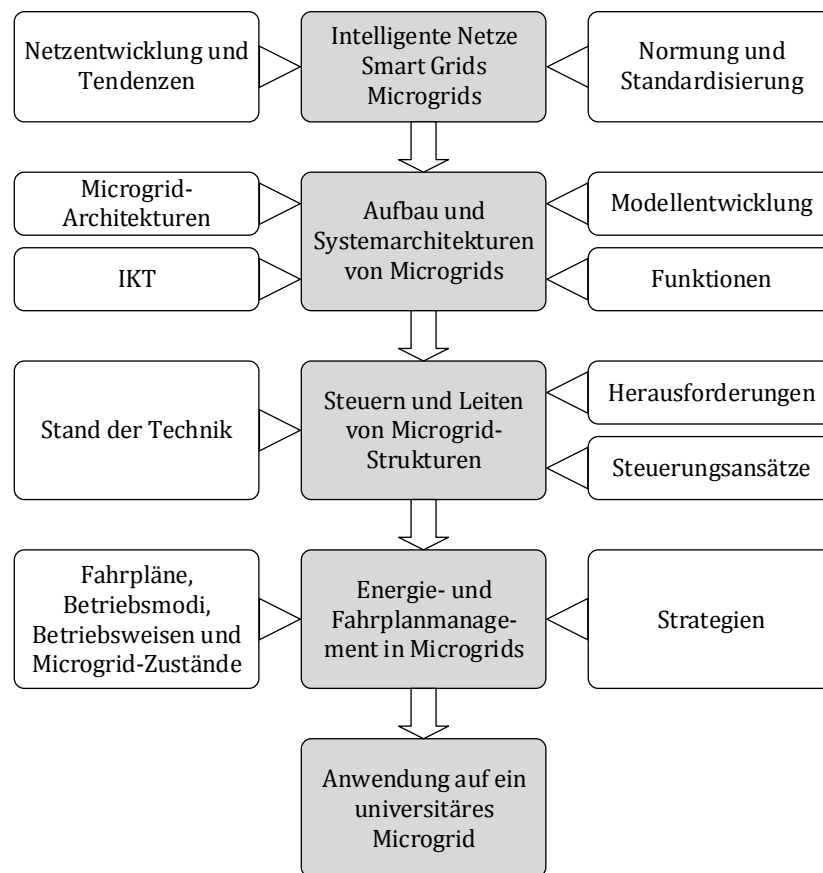
Ausgehend der Vorbetrachtungen aus Kapitel 2 werden im Kapitel 3, abgeleitet von einem eingeführten Basismodell, die Grundgesamtheit MG sowie grundlegende Funktionen, IKT-Anforderungen und MG-Komponenten detailliert beschrieben.

Das anschließende Kapitel behandelt die Auslegung von Leitsystemen und Control-Centern nach den Gesichtspunkten aktueller Normungsstände, bisheriger Ansätze und projektspezifischer Vorgehen. Vor allem die Bereiche der Datenbehandlung und der Datenanbindung über implementierte Fernwirkleinrichtungen in neuen Automatisierungseinheiten gibt Spielraum über die Implementierungsart von Systemkomponenten und bedarf einer Untersuchung. Unterschiedliche Ansätze sowie eine Bündelung relevanter Steuerungsaspekte sind in diesem Kapitel aufgeführt.

Mit der Einführung in Energiemanagementsysteme und einer spezifischen Anwendung auf MGs gibt das Kapitel 5 Aufschluss über mögliche Fahrplan- und Energiemanagementsysteme mit Handlungsempfehlungen und Betriebsweisen von Kleinstnetzen. Vor allem im Bereich der aktionsabhängigen Fahrweisen werden neue Ansätze vorgestellt.

In Anlehnung an ein reales Beispiel steht das abschließende Kapitel 6 im Kontext der Umsetzung eines universitären MG.

In Abbildung 1-4 sind die Struktur der Arbeit und ihre Einflüsse skizziert.



**Abbildung 1-4: Struktur der Arbeit**

## 2 INTELLIGENTE NETZE

In der Einleitung wurden die Ansichten der revolutionären Änderungen des Energiesystems in der Zukunft dargelegt. Diese sind mit dem hohen Grad an Dezentralisierung und einem Wandel der bisherigen Wertschöpfungskette (Erzeugung, Transport, Verteilung) entlang der Energieversorgung hin zu einer Querkommunikation (peer-to-peer) erläutert worden. Der dynamisch zyklische Wechsel von Funktionen und Eigenschaften der jeweiligen Teilnehmer im entsprechenden Netz fordert den Ausbau und die Erweiterung des Elektroenergienetzes mit IKT sowie die spezifizierte Schnittstellenanbindung zum Anschluss der Markt- und Netzalgorithmen. Die daraufhin folgende Teilung der Netze in intelligente Einzelzellen zu sogenannten „Smart Grids“ (Intelligente Netze) bedingt neue Systemmodellierungen und Konzeptionen der Netze. Diese werden im Folgenden durch bestehende Definitionen und Ansätze spezifiziert und für MG-Lösungen angestellt. Dabei wird ein kurzer Rückblick über die bisherige Entwicklung der Netzstrukturen zur Darlegung der Ausgangsbedingungen gegeben.

### ***2.1 Entwicklung der aktuellen Netzstrukturen***

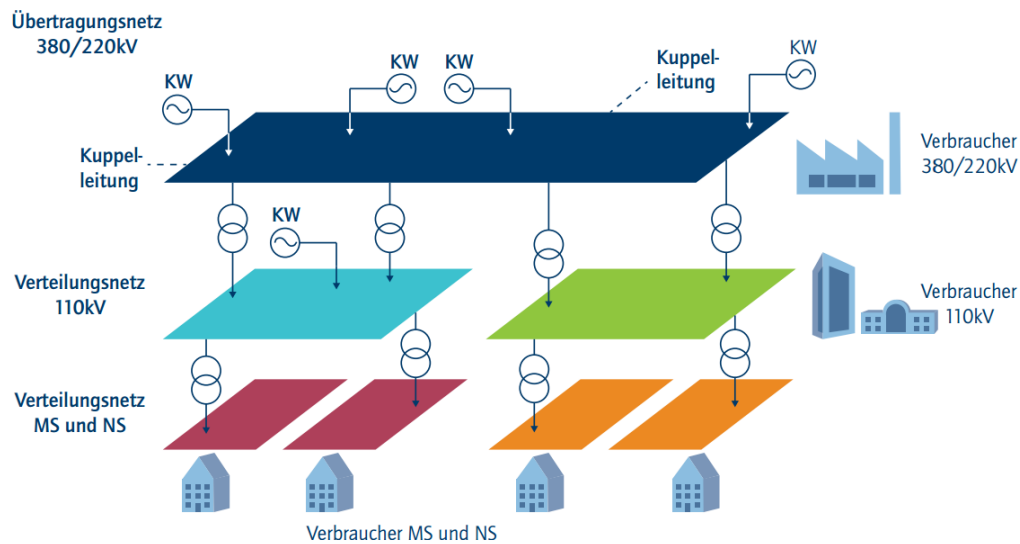
Mit Blick in die Vergangenheit auf die erste elektrische Aufladung eines Bernsteins 600 v. Chr. und der Entdeckung des Induktionseffektes durch M. FARADAY 1831 [9] ist eine große zeitliche Spanne zu verzeichnen. Anders verhält es sich bei der Entwicklung der elektrischen Netze. Kleinere regionale Gleichspannungsnetze, die die Form von Inselnetzen darstellten, bildeten den Grundstein für einen schnellen Fortschritt der Elektrifizierung und der Entwicklung der elektrischen Energietechnik. Diese, zwischen 1880 und 1900 ersten entstandenen Netze dienten der Versorgung von Glühlampen und den, mangels effizienter Wechselstrommotoren, vorhandenen Gleichstrommotoren. Des Weiteren hatten Energiespeichersysteme wie Akkumulatoren die Möglichkeit einer direkten Anbindung. Mit den hohen Einschränkungen bzgl. der Leitungsverluste bei größerer Ausdehnung und der geringen Übertragungsleistung der Gleichspannungsnetze wurde die Entwicklung und Optimierung von Transformatoren für die Dreh- und Wechselstromübertragung vorangetrieben. Mit der ersten Drehstrom-Übertragungsleitung Lauffen - Frankfurt (175 km) 1891, neun Jahre nach der ersten größeren Gleichspannungstrasse Miesbach - München (57 km), wurden neue Maßstäbe bzgl. Wirkungsgrad, Übertragungsreichweite und Übertragungsleistung gesetzt. (siehe Tabelle 2-1) Den Wettbewerb verlor T. EDISONS Gleichstromtechnik dadurch, da zu seiner

Zeit keine Erhöhung der Gleichspannung möglich war, um Übertragungsverluste zu minimieren [10]. Die Möglichkeit des Hochsetzens der Wechselspannung vor dem Transport und Herabsetzens kurz vor dem Verbraucher läutete den Siegeszug der Wechselspannungstechnik ein. Weltweit setzte sich die Wechselstromtechnik nach der Übertragung von Drehstrom aus den Niagara-Fällen in die US-Amerikanischen Großstädte durch [10].

**Tabelle 2-1: Gegenüberstellung der ersten größeren Elektroenergieübertragungen**

	<b>Erste größere Gleichstromübertragung</b>	<b>Erste größere Drehstromübertragung</b>
<b>Jahr</b>	1882	1891
<b>Strecke</b>	ca. 57 km, von Miesbach nach München	ca. 176 km, von Lauffen am Neckar nach Frankfurt am Main
<b>Nennspannung <math>U_n</math></b>	1,5 kV bis 2 kV	15 kV
<b>Nennleistung <math>P_n</math></b>	1 kW	74 kW
<b>Wirkungsgrad <math>\eta</math></b>	~ 22 %	~ 75 %
<b>Streckenverlauf</b>	Miesbach, Holzkirchen, Sauerlach, Deisenhofen, München	Lauffen am Neckar, Heilbronn, Jagstfeld, Eberbach, Erbach, Groß- Umstadt, Hanau, Frankfurt

Diese technologischen Entwicklungen stellen den Ursprung des bis heute gewachsenen Elektroenergiesystems, geprägt durch den Fortschritt des letzten Jahrhunderts, dar. Ein gerichteter Lastfluss (Erzeugung – Transport – Verteilung – Nutzung) determinierte die Erzeugungsstruktur des elektrischen Stromes in Deutschland vom Großerzeuger (zentral) über die Höchst- (220 kV bis 380 kV) und Hochspannungsebene (110 kV), letztere heute als Einspeiseebene für größere Windparks, über Mittelspannungsebene (10 kV bis 40 kV), bis hin zur Niederspannungsebene (230 V bis 400 V) und den Verbrauchern. Neben den Abnehmern im Niederspannungsnetz gibt es eine Reihe von Groß- und Industrieanlagen die an übergelagerte Spannungsebenen angeschlossen sind (siehe Abbildung 2-1).



**Abbildung 2-1: Aufbau des Elektroenergieversorgungssystems in Deutschland [11]**

Aus Abbildung 2-1 wird ersichtlich, dass die Netzstruktur nicht nur durch die vier Spannungsebenen charakterisiert wird. Eine Einteilung kann darüber hinaus durch die expliziten Funktionen der Netze vorgenommen werden. Dabei wird zwischen dem Übertragungsnetz, mit sämtlichen Netzelementen des Höchstspannungsnetzes zum Transport über weite Strecken, und dem Verteilungsnetz unterschieden. Letzteres bildet sich durch die drei verbleibenden Spannungsebenen und ist für den verbrauchsnahe Transport und Kurzstreckentransport vorgesehen. Derzeit bildet das Verteilungsnetz etwa 98 %<sup>1</sup> des gesamten Netzes Deutschlands. Einen kurzen Überblick über die Spannungsebenen (ausgehend von  $U_n$  – Nennspannung und  $U_m$  – Maximalspannung) und deren Funktion wird in Tabelle 2-2 dargestellt. Mit dem Zusammenschluss und Ausbau der Teilnetze und Netzbereiche Deutschlands im Rahmen der Entwicklung des Elektroenergiesystems entstand unser heute existierendes Verbundnetz. Darüber ermöglicht es, Erzeugungsausfälle zu minimieren und die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Mit der Errichtung von Erzeugungsgroßanlagen erfuhr die Stromerzeugung eine Effizienz- und Rentabilitätssteigerung.

<sup>1</sup> abgeleitet aus [103], Seite 19, Tabelle 1, Zeile 3



**Tabelle 2-2: Überblick der Spannungsebenen mit ausgewählten Eigenschaften**

<b>Bezeichnung</b>	<b>Spannung <math>U_n</math> (<math>U_m</math>)</b>	<b>Reichweite</b>	<b>Funktion</b>
Höchstspannungsnetz (HÖS)	380 (420) kV	Unbegrenzt	Übertragungsnetz
Hochspannungsnetz (HS)	110 (123) kV	10 km bis 100 km	Verteilungsnetz
Mittelspannungsnetz (MS)	20 (24) kV 10 (12) kV	1 km bis 50 km	Verteilungsnetz
Niederspannungsnetz (NS)	230/400 V	< 2 km	Verteilungsnetz

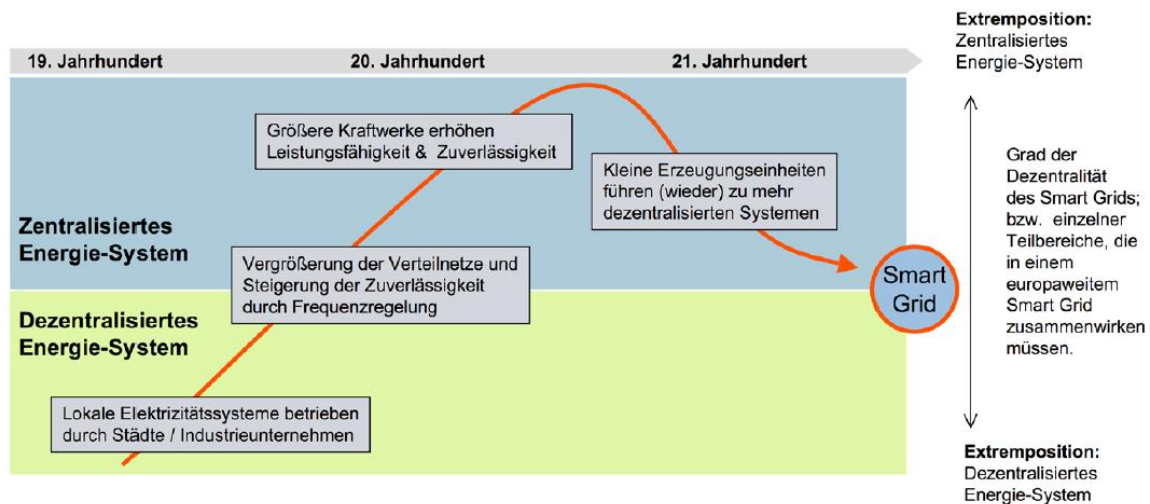
Dieser Ausbauzustand des Verbundnetzes mit einzelnen Großerzeugern sowie der technische Fortschritt der 60er und 70er Jahre des 20. Jahrhunderts, transformierten die einst kleinen Inselnetze in ein zentral strukturiertes und organisiertes Elektroenergieversorgungssystem mit verlässlichen Regeleigenschaften zur Anpassung von Erzeugungsleistung an den Bedarf des Verbrauchs. Durch Erfahrungswerte und daraus folgende standardisierte Lastprofile konnten Netzbetreiber und Erzeuger mit statistischer Sicherheit den unidirektionalen Lastfluss steuern [5].

Mit den Entwicklungen von neuen Halbleiter-Stromrichtern Mitte des 20. Jahrhunderts erlangte die Gleichstromübertragung neue Beachtung. Vor allem das Erreichen ausreichender Spannungshöhen (> 110 kV DC) ermöglichen einen energiereichen und übertragungsverlustarmen Transport von Elektroenergie im Vergleich zur Wechselstromübertragung. Derzeit sind bereits Systemdienstleistungen mit den entsprechenden Stromrichtern wie z. B. Blindleistungsbereitstellung möglich [12].

Mit der Jahrtausendwende und den beschriebenen Anstrengungen der Bundesregierung hinsichtlich des EEGs ist eine Wende in der Erzeugungsstruktur erkennbar. Der Entfall großer Kraftwerksblöcke<sup>2</sup> und der Zuwachs kleinerer Erzeugungsanlagen (regenerativ, konventionell) bestimmen die Entwicklungsgeschwindigkeit und den Grad der Dezentralisierung der Erzeugungsstrukturen und damit ebenfalls der Netze. Um

<sup>2</sup> Im Besonderen nach der Nuklearkatastrophe des AKWs in Fukushima erfolgte eine deutliche Wende der Betriebspolitik der Atommeiler in Deutschland. Die amtierende Regierung (Stand: April 2015) unter Angela Merkel brachte das „13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes“ auf den Weg, wonach am 06. August 2011 acht deutschen Kernreaktoren die Betriebserlaubnis entzogen wurde.

weiterhin die Qualitäten des deutschen Energieversorgungsnetzes sicherzustellen, ist eine Vernetzung der neu integrierten Teilnehmer unabdingbar. Der rasante Fortschritt der IKT im Bereich von Web-Technologien fördert diese Dezentralisierung und Einbindung neuer Energiewandlungsanlagen, indem eine Adaption der existierenden Systeme auf die Domainstrukturen der Energieversorgung erfolgt. In Abbildung 2-2 sind die Ebenen der Dezentralität in Deutschland über die Zeit dargestellt.

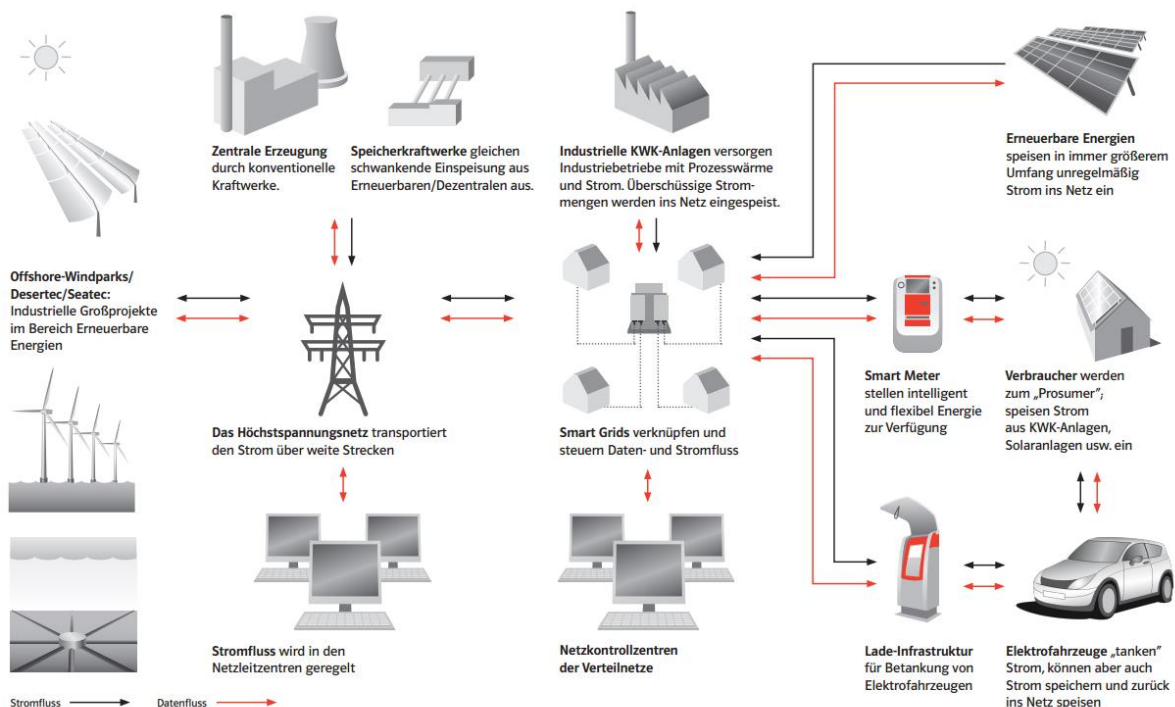


**Abbildung 2-2: Verschiedene Ebenen der Dezentralität [5]**

Das Equipieren der Netze zu „Intelligenten Netzen“ oder sogenannten SGs ist die Folge der aktuellen Anstrengungen der Netzbetreiber. Der Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE) definiert in seinem Positionspapier „Energieinformationsnetze und -systeme“ [5] zwei Entwicklungstendenzen mit Verweis auf den Grad der Dezentralisierung von lastfernen, zentralen und lastnahen, dezentralen Erzeugern, welche zukünftig Verbundsysteme formen. Dabei zielt die erste Richtung auf große, zentrale Erzeugungseinheiten die über Energietransport und -verteilung den lastfernen Strom den Verbrauchern bereitstellt. Darüber hinaus spielen, neben konventionellen Erzeugungseinheiten (bspw. Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke), regenerative Energiewandlungsanlagen (bspw. offshore und onshore Windparks oder Photovoltaikanlagen im Megawatt-Peak Bereich) eine Rolle. Der zweite Trend benennt direkt die kleinen dezentralen Energiesysteme. Durch eine Vielzahl von kleinen und mittleren DEA wird die Versorgung von regionalen Verbrauchern direkt (verbrauchsnahe) durch lokale und regionale Ausgleichsmechanismen oder überregionale Verbraucher über das Transportnetz bedient. Damit bedarf es einer Ertüchtigung der entsprechenden Verteilungs- und Transportnetze und die Vernetzung aller Angehörigen eines solchen Energiesystems. In der Folge ändert sich die Netzstruktur zu einzel-vermaschten Zellen,

sog. MGs. Bereits heute erfolgt die Erzeugung und Einspeisung vermehrt auf der Verteilnetzebene. Wie bereits in den Tendenzen fixiert, sind diese regional und lokal konzentriert. In Kombination mit den bestehenden Großkraftwerken entsteht ein hybrides Erzeugungssystem, welches bei Schwachlast eine Rückspeisung aus dem Verteilnetz in das Übertragungsnetz verursacht. Dem Verteilnetz werden neue, bisher bei dem Übertragungsnetz angesiedelte Aufgaben, zugeordnet.

Mit Augenmerk auf beide Ansätze wird der Unterschied des Dezentalisierungsgrades beider Tendenzen sichtbar. Bei der Erstellung einheitlicher Zellstrukturen der SGs und MGs ist deshalb auf Flexibilität im Bereich der Dezentralisierungsebenen zu achten. (siehe Abbildung 2-2) Die Entwicklung eines Steuer- und Kommunikationsnetzes für die Kombination aus Automatisierung und Flexibilisierung ist erforderlich. Einen Ansatz für eine ganzheitliche Betrachtung bietet Abbildung 2-3.

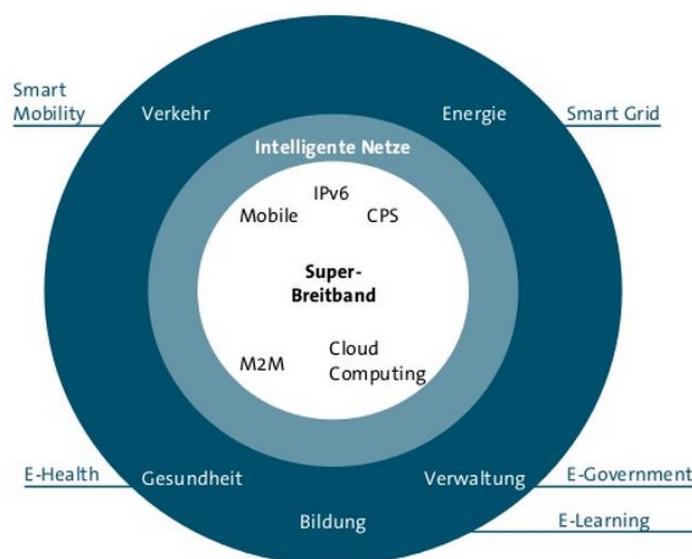


**Abbildung 2-3: Daten und Stromflusskonzept zukünftiger Smart Grids [13]**

Die Abbildung 2-3 zeigt, neben den gefilterten Tendenzen, weitere Aspekte der Ausgestaltung zukünftiger Intelligenter Netze mit den zusätzlichen Schwerpunkten Elektromobilität, Smart Metering und Smart Building.

## 2.2 Strukturierung, Standardisierung und Normung Intelligenter Netze

Mit der Eigenschaft *intelligent* werden auf Basis der Anglizismen dem Wort *smart* neue Bedeutungen zuteil. Mit der ursprünglichen Bedeutung clever, gewitzt oder von modischer und erlesener Eleganz gewinnt das Wort in der Aktualität des technischen Fortschritts an Bedeutung. Kommunikativ angebundene, mitdenkende Systeme werden heute als smart deklariert, um eine gewisse Intelligenz dieser zu terminieren. Der Begriff *Intelligenz* definiert sich dabei als Prozess, Informationen zu absorbieren und zu verarbeiten, zur Ermöglichung eines zweckmäßigen Handelns [14]. So treten im Kontext der Energiewende Schlüsselbegriffe wie Smart Metering, Smart Buildings und SGs an die Öffentlichkeit. Vor allem SGs werden in den aktuellen Forschungsbemühungen als Schlüssel der Energiewende gesehen und stellen damit einen wesentlichen Bedarf an Strukturierung, Standardisierung und Normung. Dabei sind Intelligente Netze nicht monolithisch an die Energieversorgungssysteme gekoppelt. Die Definition Intelligenter Netze erfolgt ebenfalls in anderen Handlungsfeldern (siehe Abbildung 2-4).



**Abbildung 2-4: Innovationsfelder der fünf großen Intelligenzen Netze [15]**

Neben dem in dieser Arbeit betrachteten Energiesektor behandelt das Feld der Intelligenzen Netze zusätzlich die Bereiche Verwaltung, Bildung, Gesundheit und Verkehr. Allgemein werden „Intelligente Netze“ mit folgender Definition betrachtet:

*„Intelligente Netze entstehen durch Ergänzung oder Verknüpfung klassischer Infrastrukturen mit Intelligenz (verstanden als autonom operierende, analysierende, informationsverarbeitende und steuernde Funktionen und Komponenten). Die Intelligenz von Infrastrukturen ist ein*

*dynamisches, evolutionäres Phänomen, das auf mehreren Ebenen auftritt.“*

[16]

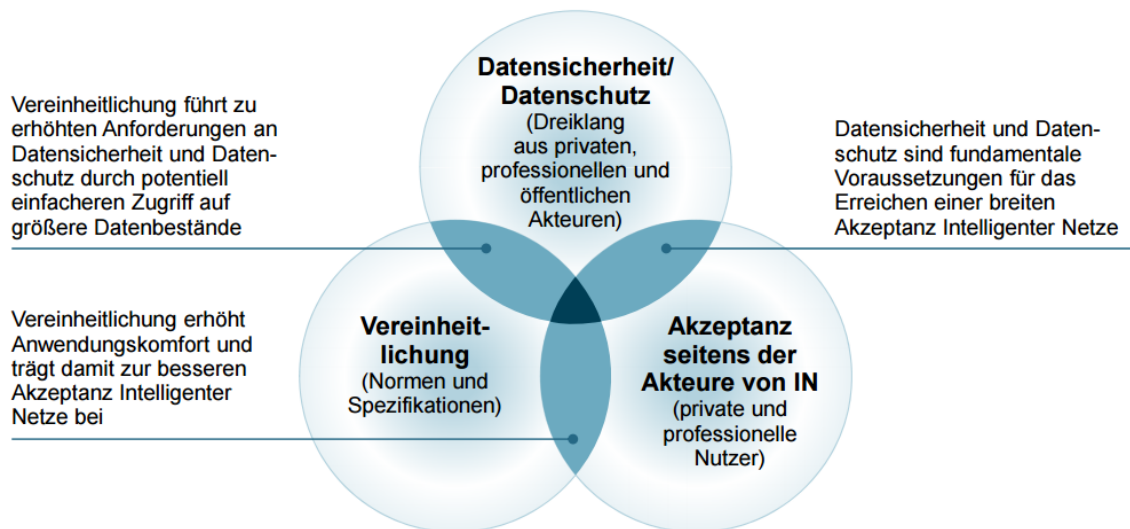
Nach Abbildung 2-3 und der Definition [16] rückt somit die Kommunikationstechnik und -anbindung in das Zentrum aller Intelligenen Netze. Vor allem bei der interoperablen Konnektivität sind neue Ansätze zu finden. In den Kapiteln 3.4 und 3.5 wird diese Thematik separat erörtert.

Die Vereinheitlichung Intelligenter Netze erfolgt über Standardisierung oder Normung. Im Umfeld von SGs beschreibt die Vereinheitlichung das Herstellen sektorspezifischer und -übergreifender konsistent anzuwendender Parameter und Leitlinien für die detaillierte Formulierung von Prozessen und technischen Komponenten und erzeugt eine Optimierung von Interoperabilität<sup>3</sup> und Kompatibilität<sup>4</sup> [17]. Dazu stehen zwei Varianten zur Verfügung. Zum einen die Normung, welche durch Normungsverfahren allgemeine, wiederkehrende Anwendungsregeln, Leitlinien, Tätigkeits- oder Ergebnismerkmale festlegen und zum anderen die Standardisierung, die durch Standardisierungsverfahren innerhalb temporär zusammengefundener Gremien abgestimmte Spezifikationen erarbeiten, die keine Allgemeingültigkeit aller interessierter Kreise bedeutet [18]. Die Vereinheitlichung bildet eine von drei Stützen für die zukünftigen Intelligenen Netze. Weitere Querschnittsthemen stellen dabei die Datensicherheit und der Datenschutz, mit allen umfänglichen Maßnahmen zur Sicherstellung von Vertraulichkeit, Integrität, Verfügbarkeit und Kontrollierbarkeit von Daten sowie die Akzeptanz von Endnutzern mit Gradierung einer positiven Einstellung. Diese Themen tangieren nicht nur die oben aufgeführten Anwendungssektoren Bildung, Energie, Gesundheit, Verkehr und Verwaltung im Einzelnen, sondern beeinflussen sich in hohem Maße gegenseitig. Diese Schnittmengen werden in Abbildung 2-5 verdeutlicht.

---

<sup>3</sup> Interoperabilität ist die Fähigkeit, Informationen zweier oder mehrerer intelligenter elektronischer Geräte (Intelligent Electronic Device, kurz IED) eines oder verschiedener Hersteller miteinander auszutauschen und diese Informationen für die eigene Funktionalität und für ihr korrektes Zusammenwirken mit anderen IEDs zu verwenden. [110]

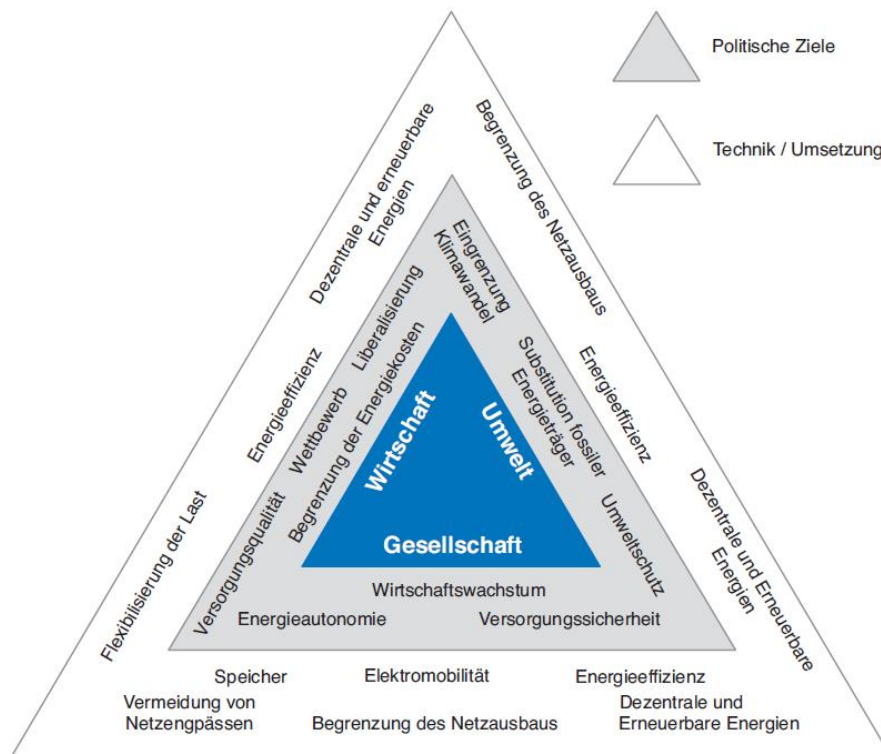
<sup>4</sup> Unter Kompatibilität wird im Allgemeinen die Fungibilität von Baugruppen, die Kongruenz von Funktionalitäten und Attributen oder die Äquivalenz von Merkmalen verstanden.



**Abbildung 2-5: Beeinflussung der drei Querschnittsthemen [17]**

Durch diese Überschneidungen ist es wichtig spartenübergreifende Use-Case-Definitionen herzustellen, um den Weg zur Interoperabilität und Kompatibilität zu ebnen.

Folgend wird bei der Verwendung des Begriffes SG im Speziellen der Energiesektor angesprochen. Obwohl die ersten Bemühungen zu Intelligenen Netzen im Bereich der Telekommunikation unter dem Bereich *Verwaltung* stattfanden, erhalten SGs im Bezug zu Elektroenergiesystemen die größte Aufmerksamkeit. Mit dem Zuwachs an EE-Anlagen im Niederspannungsbereich und die große Anzahl an Lösungsansätzen der Industrie zur Bewältigung der Implementierungsfragen sind nationale und internationale Gremien zur Standardisierung der angebotenen Technik aufgerufen, modellhafte Systemstrukturen zu definieren, um jede Form von SGs und ihre Rollen im Elektroenergiesystem darzustellen. Mit der Festlegung politischer Ziele und Wünsche sowie des Bedarfes an Technik bzw. Umsetzung entsteht die Motivation zur Standardisierung und Normung von SGs. Diese können im energiewirtschaftlichen Dreieck verdeutlicht werden (siehe Abbildung 2-6).



**Abbildung 2-6: Energiewirtschaftliches Dreieck als Basis der Standardisierung und Normung von Smart Grids [19]**

Das „energiewirtschaftliche Dreieck“ kategorisiert die drei zentralen Ziele innerhalb der Energiewirtschaft, denen die politischen, wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen als Grundlage dienen. Der Energiewirtschaft obliegt die Bereitstellung von preisgünstiger, umweltverträglicher und zeitlich unabhängiger Energie [20]. Im Bereich des Elektroenergiesektors arbeiten dabei verschiedene nationale und internationale Gremien an der Normung und Standardisierung von SGs. So gibt es zwischen den internationalen Bemühungen national genutzte Verweise und Anlehnungen an ausländische Gremien (bspw. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)). Die europäischen Bemühungen werden durch die „Europäischen Normungsorganisationen“ (ESO) koordiniert. Der technisch-wissenschaftlich ausgerichtete VDE organisiert dabei die Normung von SGs auf nationaler Plattform im engen Kontext mit der europäischen Normung und der IEC (siehe Abbildung 2-7).



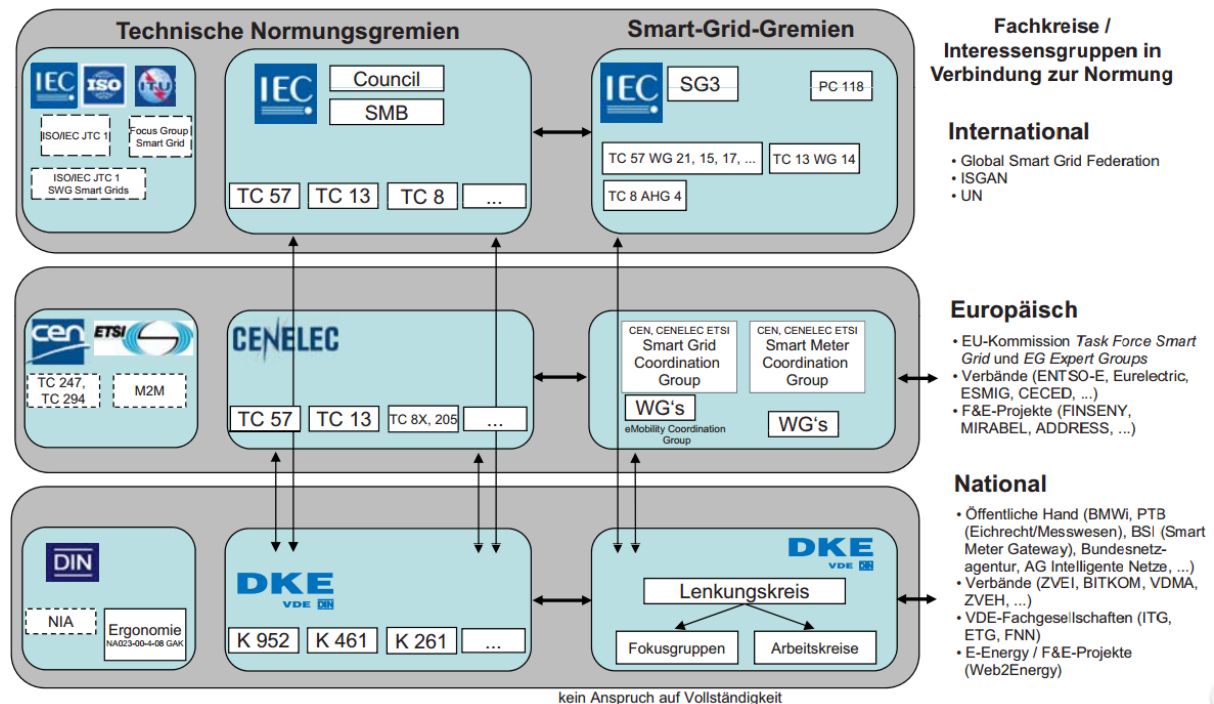


Abbildung 2-7: Übersicht der aktiven Gremien im Smart Grid-Umfeld [21]

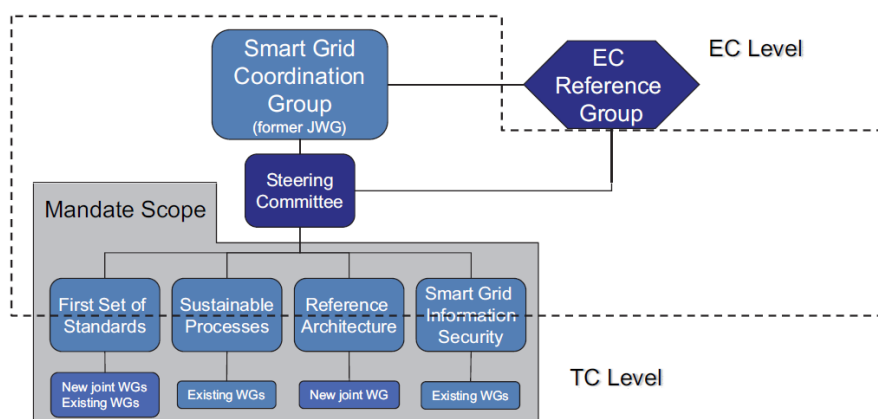
Letztere veröffentlichte im Juni 2010 die erste Version der „IEC Smart Grid Standardization Roadmap“.

Ausgehend vom ersten nationalen SG-Standardisierungsversuch durch das „National Institute of Standards and Technologies“ (NIST) gründete sich 2008 eine Expertengruppe innerhalb des technischen Normungsgremiums IEC. Diese sollte die SG-Standardisierung innerhalb des IEC im Bereich der Kommunikationsprotokolle und SG-Standardmodelle zur verbesserten Interoperabilität von sog. SG-Geräten und -Systemen bis zur Normung vorantreiben. In der ersten Version der „IEC Smart Grid Standardization Roadmap“ vom Juni 2010 wurden nicht nur Standardisierungsansätze veröffentlicht, sondern vielmehr Handlungsfelder und offene Bereiche zur Bildung Intelligenter Netze in der Energieversorgung fixiert. Im Zuge der Bemühungen der IEC verfasste die Europäische Kommission ein Mandat<sup>5</sup> zur Erarbeitung von Normen und Standards von SGs mit der Nummer 490. Der Auftrag „Intelligente Netze“ wurde am 1. März 2011 mit dem Titel M/490 an die Europäischen Normungsorganisationen zur „Erstellung von Normen zur

<sup>5</sup> Eine Standardisierungsanfrage (Mandat) ist eine Forderung der Europäischen Kommission an die europäischen Normungsorganisationen (ESO) zur Erarbeitung und Verabschiedung europäischer Normen zur Unterstützung der europäischen Politik und Rechtsvorschriften. Europäische Standards, auch im Rahmen eines Mandats und für die europäische Gesetzgebung entwickelt, bleiben freiwillig in ihrer Verwendung.



Unterstützung der Einführung intelligenter Stromnetze in Europa“ erteilt (siehe Anlage A.1). Zu den beauftragten ESOs zählen neben dem „Europäischen Komitee für Normung“ (CEN), welches die Verantwortlichkeit aller europäischen Normen für technische Bereiche, ausgenommen Elektrotechnik und Telekommunikation abdeckt, das „Europäische Komitee für elektrotechnische Normung“ (CENELEC) und das „Europäische Institut für Telekommunikationsnormen“ (ETSI). Mit den Erfahrungen vorheriger Mandate (M/441) bilden sich innerhalb der CENELEC vier Expertengruppen mit der Bezeichnung „Smart Grid Coordination Group“ (SG-CG), die entsprechend der Teilbereiche des Normungsauftrages eine spezifische Anpassung erhalten (siehe Abbildung 2-8).



**Abbildung 2-8: Struktur der Smart Grid Coordination Group [21]**

So wird bspw. in Anlehnung an die Aufgaben der „Reference Architecture Working Group“ eine nominale Erweiterung auf „SG-CG/RA“ vorgenommen. Vor allem die Arbeit dieses Kollektivs wird die Modellierung von SGs vereinheitlichen. Weitere Schwerpunkte der Arbeit dieser Gruppe sind der sog. „First Set of Standards“, Nachhaltigkeitsentwicklung und die Informationssicherheit. Als Konklusion des Auftrags an das SG-CG/RA erscheinen vier Dokumente mit dem finalen Adaptionpapier für das M/490 am 08. November 2012. Dieses stellt die Grundlage für die Normung von SGs, welche in dieser Arbeit Anpassungen auf MG-Strukturen erfahren.

Als einheitlicher Konsens aller Gremien wird das zukünftige, intelligente Energiesystem als Begriffsmodell der Abbildung 2-9 verstanden. Dieses Begriffsmodell benennt sämtliche physische Elemente und kollektiviert diese mit den elektronischen Diensten bisheriger Energiesysteme. Dieser Ansatz wird die Entwicklung des im Kapitel 2.3.2 beschriebenen „Smart Grid Architecture Model“ in hohem Maß beeinflussen.

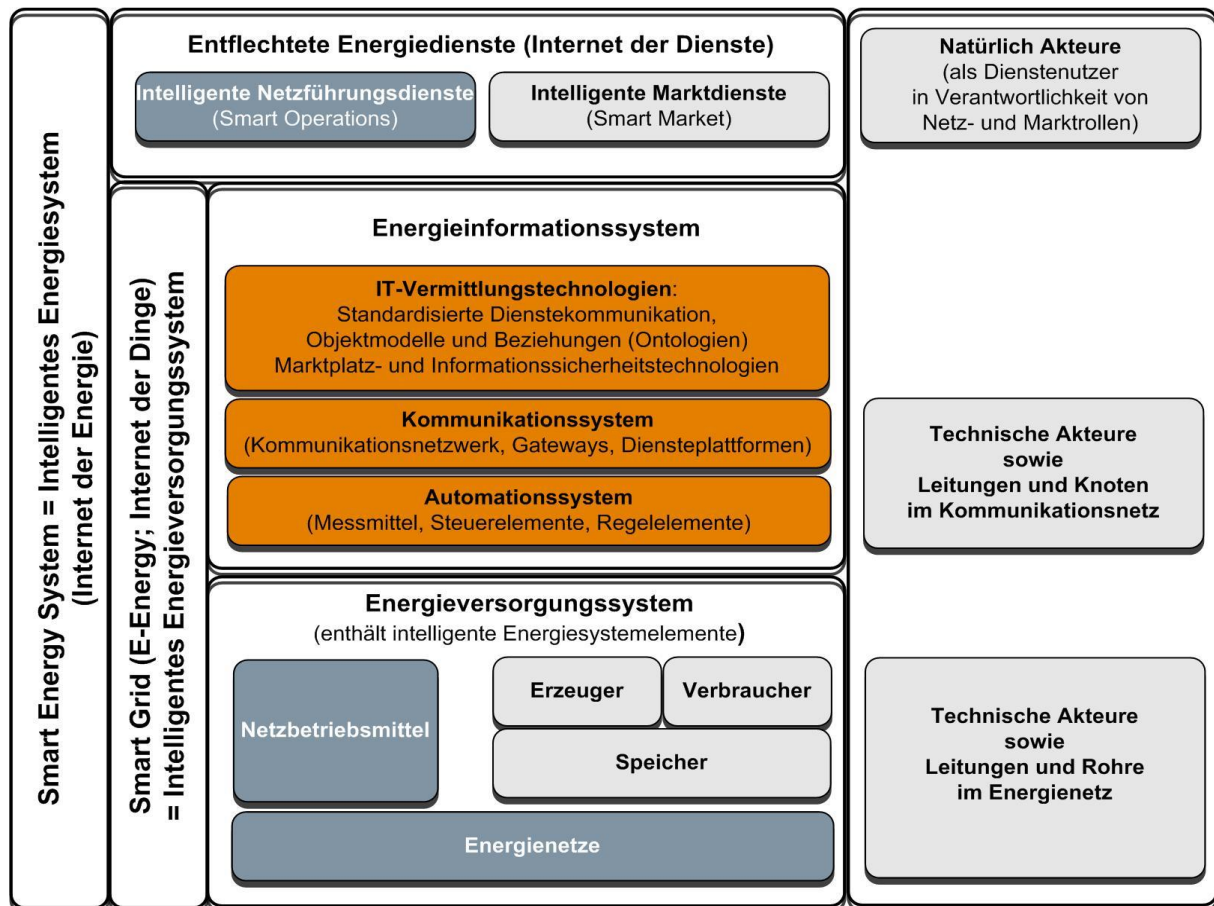
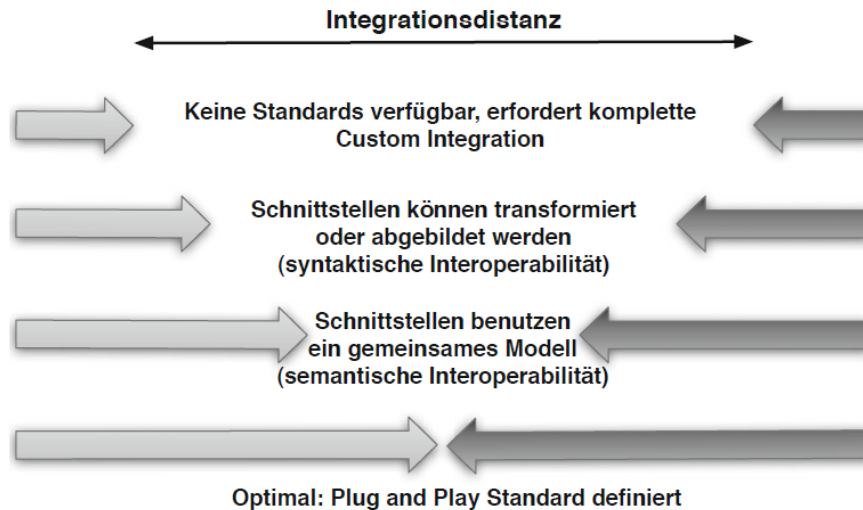


Abbildung 2-9: Begriffsmodell - Smart Energy System [5]

Diese Darstellung basiert auf der Einführung spartenabhängiger Use-Cases, die durch das Mandat M/490 gefordert werden. Dabei sind durch die europäischen Normungsgremien ein Management und eine Analyse von Use-Cases im SG-Umfeld zu erarbeiten. Dafür werden Use-Cases als „[...] eine Sequenz von Aktionen, die das System in Interaktion mit der Umwelt ausführt“, spezifiziert [22]. Sie dienen der Beschreibung von Systemfunktionalitäten, geben Auskunft über Schnittstellen zur Umgebung und sind von allen Interessengruppen gemeinsam zu erarbeiten. Sie stellen die Verbindung zur anschließenden Standardisierung und Normung - vor allem in Bezug auf Interoperabilität, dar.

Weiterhin ist die Notwendigkeit von Standards und Normen aus den aktuell existierenden Studien ableitbar, welche ein hohes Potenzial an Interoperabilität der einzelnen Komponenten des intelligenten Energieversorgungssystems und die Steigerung der Integrationsfähigkeit gewährleisten sollen. Durch Minimierung der Integrationsdistanz ist die semantische Interoperabilität zu erreichen (siehe Abbildung 2-10;).



**Abbildung 2-10: Unterstützung der Integration durch Standardisierung [23]**

Die nach den Bemühungen der nationalen und internationalen Gremien identifizierten Standards für die zukünftige Entwicklung von Intelligenen Netzen werden durch die Standardfamilien aus Quelle [24] und [25] beschrieben. Diese verbinden die Quelle [26] in der sog. „Seamless Integration Architecture“ (SIA) zu einem Referenzmodell, welches in Kapitel 3.4.3 differenzierter erläutert wird.

Sukzessive parallele Anstrengungen innerhalb der verschiedenen Normungsgremien erzeugen ungewollte Schnittmengen, die durch ungenügende Kommunikation die Standardisierung bzw. Vereinheitlichung untergraben.

## 2.3 Smart Grid

### 2.3.1 Definition Smart Grid

Eine für Deutschland bedeutungsvolle Definition der Netzform „Smart Grid“ wird in der Einleitung der von der Deutschen Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (DKE) initiierten „Normungsroadmap E-Energy / Smart Grid Version“ wie folgt festgehalten:

*„Der Begriff ‚Smart Grid‘ (Intelligentes Energieversorgungssystem) umfasst die Vernetzung und Steuerung von intelligenten Erzeugern, Speichern, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln in Energieübertragungs- und -verteilungsnetzen mit Hilfe von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT). Ziel ist auf Basis eines transparenten, energie- und kosteneffizienten sowie sicheren und zuverlässigen*

### *Systembetriebs die nachhaltige und umweltverträgliche Sicherstellung der Energieversorgung.“ [19]*

Im Allgemeinen werden SGs als Kombination von Kommunikations- und Elektroenergienetzen verstanden. Durch interoperable Systemkomponenten und Informationsflüsse in Form von Feedbackstrukturen entsteht im Stromnetz Kenntnis über Stromeinspeisung und -verbrauch, welche in der Thematik der EE durch die Möglichkeit der Netzsteuerung die Bedeutung des Begriffes Intelligenz aufzeigt. Vor allem die verteilte Erzeugungsstruktur und die bidirektionalen Lastflüsse weisen auf die Notwendigkeit einer Renaissance der Stromnetze zu SGs hin. Zur Darstellung von SGs gibt es aufgrund der Aktualität eine Vielzahl an Visualisierungsversuchen. Durch die Definition der Kombination aus Informations- und Leistungsfluss ist für eine grafische Visualisierung und Veranschaulichung Abbildung 2-3 aus Kapitel 2.1 heranzuziehen. Für die Modellierung eines allgemeingültigen SG-Modells sind folgende Aspekte zu beachten (vgl. [5]):

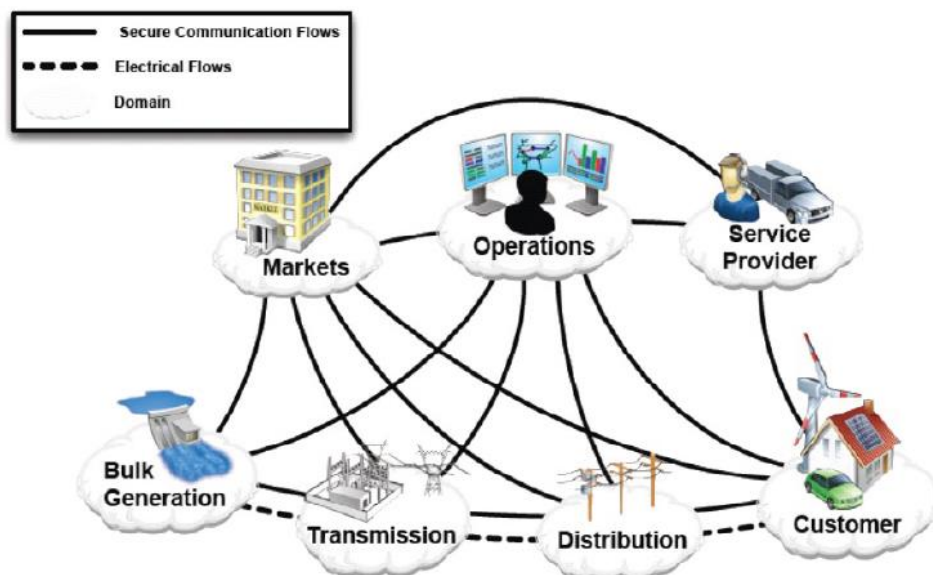
- Entwicklung einer regelungstechnischen Verfahrensweise zur Steuerung einer großen Anzahl von Netzelementen (Erzeuger, Verbraucher) mit steigender Komplexität zur Sicherstellung der Netzstabilität. Mit dem Kenntnisstand aus der Regelungstechnik sind den Regelaufgaben auf Basis ihrer Vielschichtigkeit endliche Grenzen gesetzt, wodurch eine Verteilung der Aufgaben notwendig wird.
- Lokale Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen sollten zur Minimierung, zum Ausschluss von Transportverlusten und zum künstlichen Entschleunigungsvorgang für den überfälligen Netzausbau dienen.
- Optimierter Einsatz dezentraler Blockheizkraftwerke (BHKW) unterstützt den Zusammenschluss der Netze Strom, Wärme und Gas zur Flexibilitätserhöhung des gesamten intelligenten Energiesystems.
- Durch die Einbindung von Speichertechnologien kann die Versorgungssicherheit zusätzlich gesteigert werden.

Aus diesen Ansätzen kann ein zellularunterteiltes Modell für SGs abgeleitet werden.

### **2.3.2 Entwicklung eines einheitlichen Smart Grid-Modells im Kontext der Standardisierung und Normung**

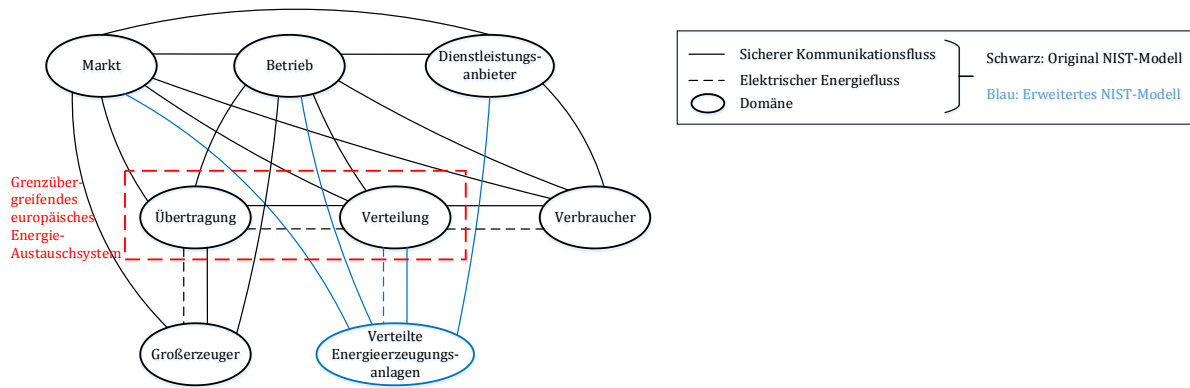
Bei der Herleitung eines vereinheitlichten SG-Modells findet primär die Systemstruktur neuer IKT Beachtung, um den Kontext dieser Arbeit mit der Entwicklung eines Leittechnikkonzepts zu unterstützen. Dazu ist der Bezug zum Gesamtsystem

sicherzustellen, wonach sich die folgende Systembeschreibung begründet. Mit der Aufschlüsselung der Elektroenergienetze in einzelne intelligente Zellen zu SGs bilden sich im Zuge der Dezentralisierungsmechanismen neue Akteure mit neuen, zeitgemäßen Funktionen im sog. Smart Energy System (siehe Abbildung 2-9). Ein Akteur bezeichnet eine Menge von direkt mit dem System interagierenden Objekten [22]. Diese funktionale Aufteilung wird mit der Einführung von System-, Funktions- und Betriebsdomänen präzisiert. Dabei stellt eine Domäne einen definierten Systemteil des Energieversorgungssystems dar, welches sich durch den physikalischen Energiefluss, in Funktionen und Handlungsprozesse einteilen lässt. Mit Fokus auf die SG-Domainmodelle ist das durch das NIST entwickelte Modell als Basis aller europäischen Bemühungen anzuführen (siehe Abbildung 2-11).



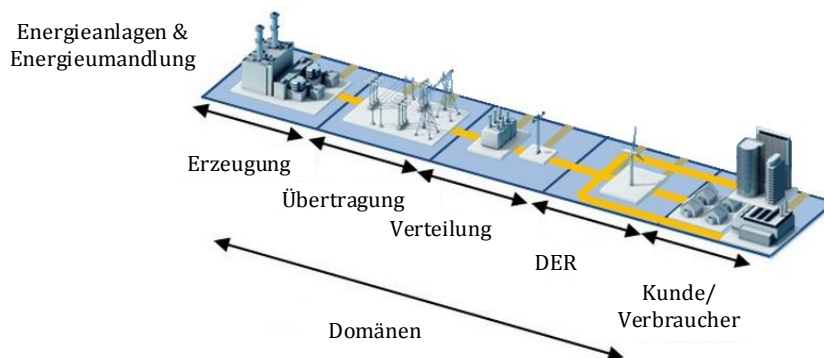
**Abbildung 2-11: NIST Domänenmodell [5]**

Dieses spiegelt die elektroenergetischen Belange der Vereinigten Staaten von Amerika wider, wodurch eine Anpassung und Weiterentwicklung für eine Übernahme an das deutsche und europäische SG nötig wird. Ausgehend vom europäischen Konzept aus Anlage A.2 und der Energielandschaft Europas wird der europäischen Version des NIST-Modells die Domäne der „Distributed Energy Resources“ (DER) hinzugefügt, um die verteilten, meist regenerativen Erzeugungsanlagen mit Fokus der primären Nutzung abzubilden (siehe Abbildung 2-12).



**Abbildung 2-12: Erweitertes NIST-Modell in Anlehnung an [5]**

Das erweiterte NIST-Modell kann dabei die Extrempositionen der Erzeugungsstruktur abbilden. Besteht ein ausschließlich zentrales System, würde die Domäne der „Verteilten Energieerzeugungsanlagen“ entfallen, wodurch das ursprüngliche NIST-Modell entsteht. Im Antonym dazu steht das Extremum des völlig dezentralen Energiesystems mit dem Wegfall der zentralen Großzeugungsanlagen und der dazugehörigen Domäne „Großzeuger“. Im realen System wird ein Mittelweg zwischen beiden Extrempositionen gefunden, mit verstärkter, politisch geforderter Prämisse auf die regenerative Energieeinspeisung (zentral oder dezentral). Weiterhin ist zu bemerken, dass im Zusammenhang der flexiblen Bilanzierung zwischen Erzeugung und Verbrauch mit den Einstellmöglichkeiten: Last und Erzeugungssteuerung; Speicherkapazität; Spartenverbund Gas, Strom, Wärme und Import-/Exportmechanismen zwischen Netzabschnitten, die Domäne „Verbraucher“ die Eigenschaft der Verbrauchssteuerung aufweisen muss [5]. Mit Fokus auf die Kommunikation erlaubt das Modell ebenfalls einen Überblick über die nötigen Kommunikationswege zwischen den einzelnen Domänen. Bei der Betrachtung der Domänen der klassischen elektrischen Energieversorgung lässt sich ein eindimensionales System für SG-Strukturen erstellen (siehe Abbildung 2-13). In der Anlage A.3 sind in Anlehnung an [27] die einzelnen Domänen des Modells beschrieben.

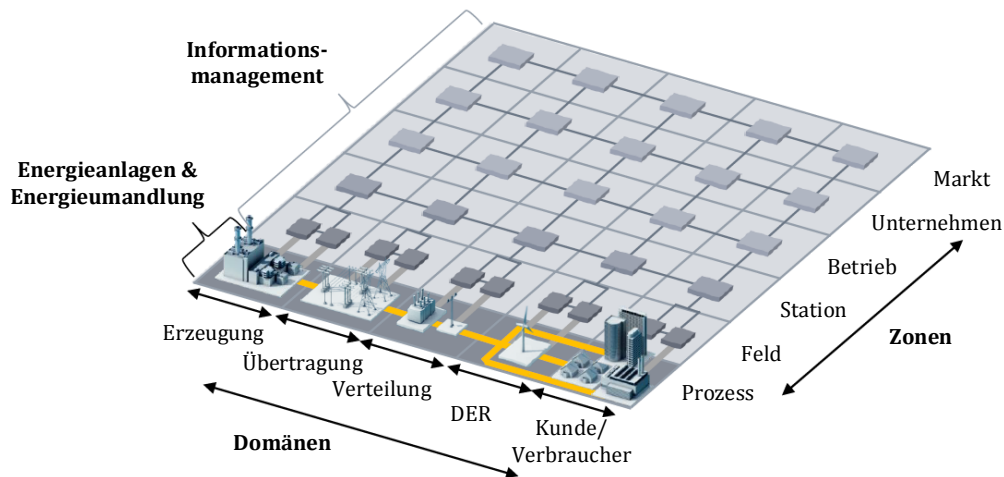


**Abbildung 2-13: Smart Grid-Struktur eindimensional - Domänen in Anlehnung an [27]**

Da die Domänen auf verschiedenen Ebenen einer betrieblichen Hierarchie im Energiesystem existieren, ist die Aufweitung der Eindimensionalität zu einer zweidimensionalen Darstellung sinnvoll. Diese erfolgt mit der Implementierung der Betriebsdomänen (Zonen) nach [26]. Diese Zonen stellen die hierarchischen Ebenen der Netzführung dar. Sie reflektieren ein Konzept der Aggregation/Zusammenführung und funktionalen Trennung der Netzführung. Die Basis des Hierarchie-Modells ist die Purdue-Referenzarchitektur (PERA) für die computerintegrierte Fertigung, welche von der [28] standardisiert wird. Darüber hinaus findet es in der Netzführung unter der [26] unter dem Titel „Reference architecture for object models services“ Anwendung. PERA stützt sich auf das Purdue Reference Model for CIM, das an der Purdue University seit 1988 entwickelt wurde. Dieses auf das Common Information Model (CIM) angepasste Modell erzeugte positive Resonanz in der Industrie. Ein entstandenes industrielles Konsortium erstellt dazu einen Leitfaden zur Implementierung des Modells. Dabei entdeckt diese Arbeitsgruppe Mängel im Referenzmodell, die *„[...] vor allem in der Integration aller personellen Ressourcen und der Betrachtung von komplexen Zusammenhängen zwischen verschiedenen zu integrierenden Elementen zu finden [...]“* [29] sind. Mit der Erstellung des Handbuchs für das Referenzmodell entstand zeitgleich ein Dokument, das PERA zur Beschreibung offener Punkte des Modells nutzte.

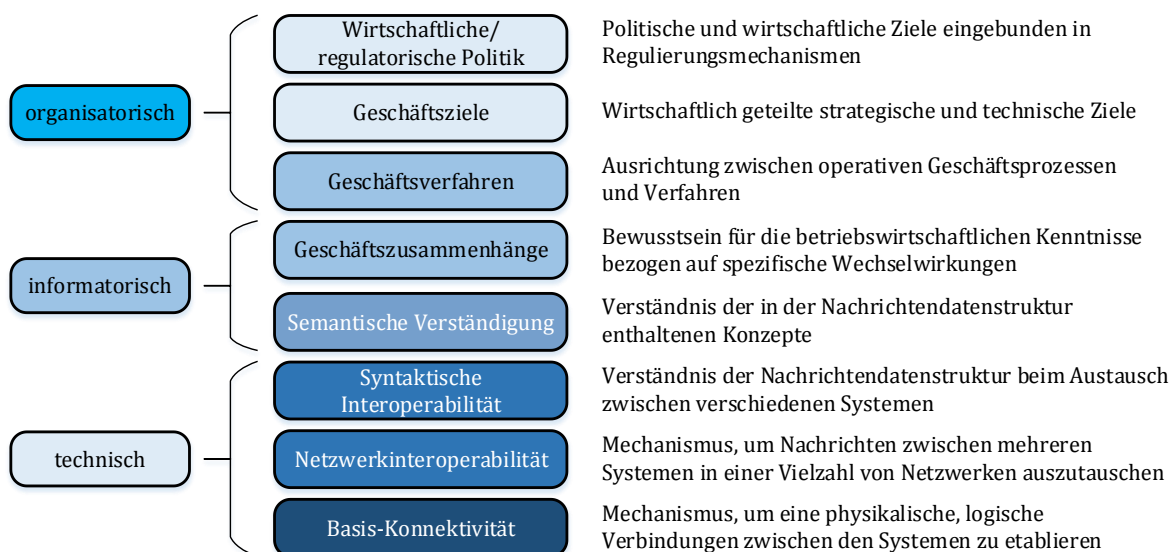
Neben dem Aggregationsansatz, welcher vor allem die Datenakquise aus dem Feld zur Übermittlung an die Station mit integrierter Datenkonzentration zur Reduktion der Datenmengen beinhaltet, ist die funktionale Trennung, die grundlegend nach ihren funktionalen Besonderheiten, aber auch nach Berücksichtigung der Benutzerphilosophie zugeordnet werden, die Basis für die Einteilung in Zonen (siehe Abbildung 2-14). Diese Zonen sind in der Anlage A.4 beschrieben und bedingen sich für die Darstellungslogik eines SG. Sie clustern sich in die bereits im NIST-Modell vorhandenen Domänen Betrieb und Markt und werden durch die Betriebsdomänen: Prozess, Feld, Station und Unternehmen erweitert.





**Abbildung 2-14: Smart Grid Struktur zweidimensional - Domänen und hierarchische Zonen [27]**

Ausgehend von diesem Domänenmodell entwickelt das „GridWise Architecture Council“ (GWAC) ein Anforderungsprofil für die Interoperabilitätskategorien für SGs. Diese gliedern sich in die Treiber: technisch, informatorisch und organisatorisch und werden in acht Kategorien aufgeteilt (siehe Abbildung 2-15).

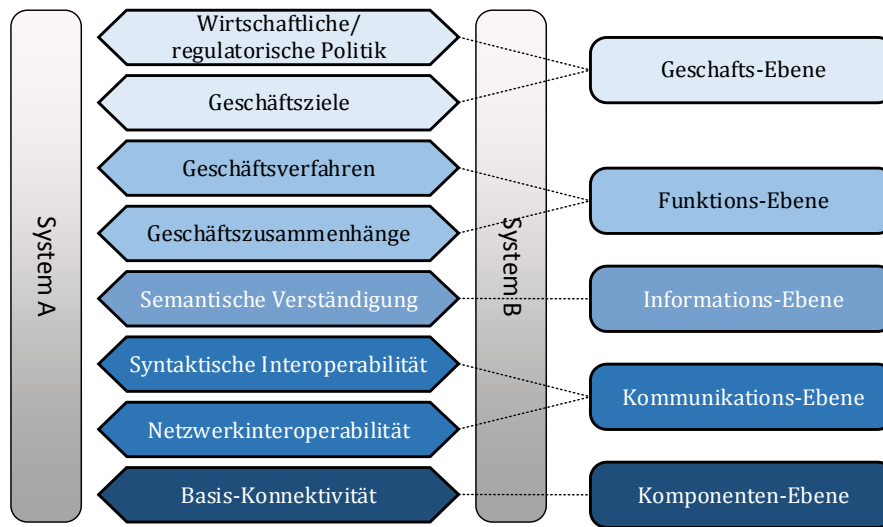


**Abbildung 2-15: GWAC definierte Interoperabilitätskategorien in Anlehnung an [27]**

In Abhängigkeit dieser Kategorien lassen sich fünf Interoperabilitätsebenen definieren, die zum Informationsaustausch zwischen zwei Systemen, wie in Abbildung 2-15, gruppiert werden. Ausgehend von dieser Aufschlüsselung kann zur besseren Handhabung eine abstrakte Zusammenfassung der Interoperabilitätskategorien (siehe A.5) vorgenommen werden, welche sich in fünf Ebenen gliedert. Dabei verschmelzen die ersten beiden Kategorien zur sog. „Geschäfts-Ebene“, wobei die „Geschäftsverfahren“ als Interoperabilitätskategorie eine eigene Abstraktion in der „Funktions-Ebene“ erhalten.



Der bereits stilisierte, informatorische Bereich erhält analog die Bündelung zur „Informations-Ebene“. Wie der organisatorische Bereich der Interoperabilitätskategorien, erhält die Gruppe der technischen Bereiche ebenfalls eine Separierung, wobei die „Syntaktische“- und die „Netzwerkinteroperabilität“ als „Kommunikations-Ebene“ und die „Basis-Konnektivität“ zur fünften Ebene, der „Komponenten-Ebene“ zugeordnet werden. Daraus erschließt sich die folgende Abbildung 2-16.



**Abbildung 2-16: Gruppierung in Interoperabilitäts-Ebenen [27]**

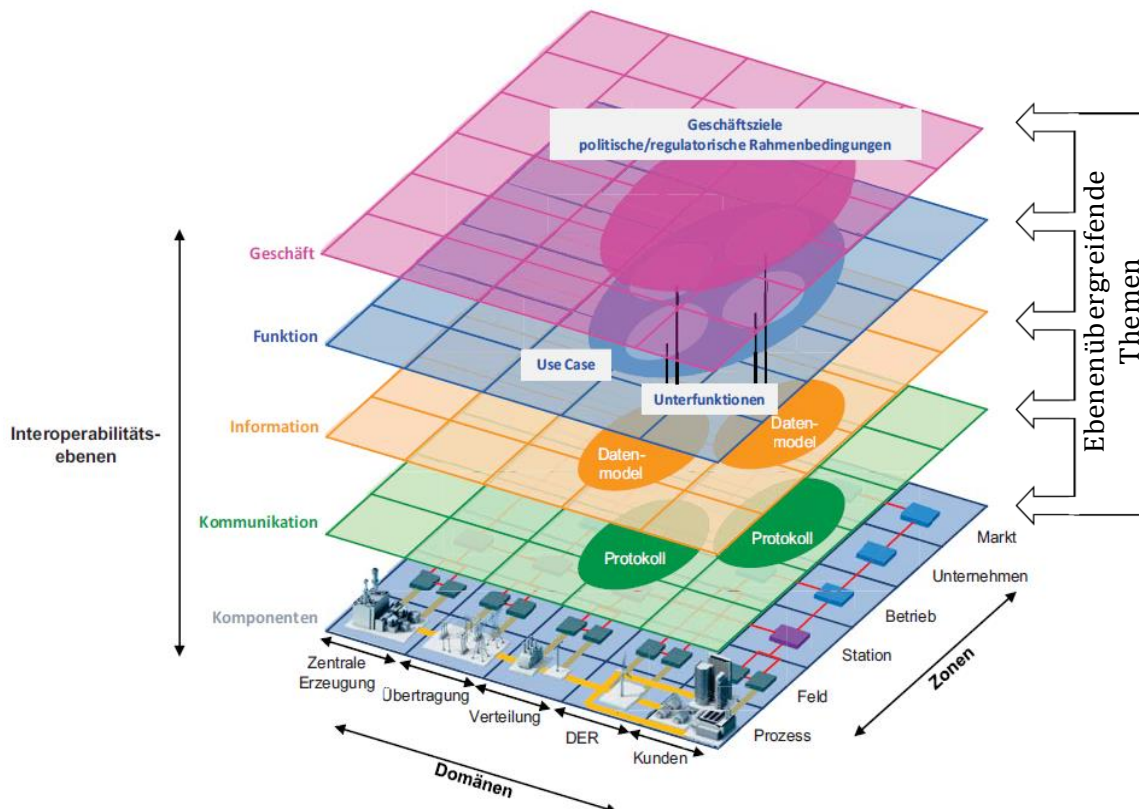
Vor allem die Behandlung und Kontrolle übergreifender Themen (cross-cutting issues) mit graduellem Einfluss auf die Domänen, lassen der Umsetzung der Interoperabilität zwischen den Ebenen keinen Spielraum. Zu den typischen Querschnittsthemen zählen u. a. Cyber-Sicherheit<sup>6</sup>, Engineering, Energieeffizienz und Synchronisierung.

Durch die Implementierung der Interoperabilitäts-Ebenen in das bestehende zweidimensionale Grundsystem des SG (Abbildung 2-14) leitet sich die Grundstruktur bzw. das Rahmenwerk zu dem „Smart Grid Architecture Model“ (SGAM), einer Basis für zukünftige europäische SGs, ab. Diese Zusammenführung mündet in einem Modell (siehe Abbildung 2-17), das drei Dimensionen umfasst:

<sup>6</sup> Cyber-Sicherheit umfasst alle Aspekte der Sicherheit der Informations- und Kommunikationstechnik. Die klassische IT-Sicherheit erhält dabei eine Wirkungsraumöffnung zum sog. Cyber-Raum. Definiert werden damit alle Informationstechniken die mit Internet vergleichbaren Netzen verbunden sind und integriert darauf basierende Kommunikation, Anwendungen, Prozesse und verarbeitete Informationen. [113]

- Domäne (System-Domänen),
- Interoperabilitäts-Ebenen (Funktions-Domänen),
- Zonen (Betriebs-Domänen).

Das dreidimensionale Gerüst des SGAM stellt einen „[...] nach gegenwärtigem Wissensstand, vollständigen technologieunabhängigen Ordnungsrahmen zum Aufbau eines Smart Grids [...]“ [5] dar.



**Abbildung 2-17: Strukturrahmen SGAM in Anlehnung an [27]**

Ausgehend von den fünf Schichten der Interoperabilität des SGAM ermöglicht dieses die Darstellung von Entitäten und deren Beziehungen im Rahmen der SG-Domänen und Informationsmanagement-Hierarchien unter Berücksichtigung der Aspekte der Interoperabilitätsebenen. Nach der Übernahme des Konzepts der abstrakten Interoperabilitätskategorien zum SGAM weiten sich die Querschnittsthemen in gleicher Weise auf das ganze System aus. Als Konklusion besteht das SGAM aus bereits existierenden Ansätzen und Kontributionen und vereint alle Beiträge zu einem Gesamtsystem.

Grundlegend kann das SGAM zur Visualisierung, Validierung und Konfiguration von Projekten und Standardisierungsmechanismen im Mikro- und Makrobereich von SGs herangezogen werden [5]. Ziel des Modells ist die Abbildung und Wiedergabe von

Wechselwirkungen auf dem Gebiet des Informationsmanagements zwischen den Domänen des SGAM-Gerüsts und bildet damit die Grundlage der IKT für Leitsysteme. Es ermöglicht nicht nur die Darstellung des heutigen Stands des Stromnetzes, sondern zeigt die Implementierungsmöglichkeiten für zukünftige Szenarien und Migrationspfade im Bereich der SGs. Dabei beschreibt das SGAM einen Leitfaden für das Prinzipienverständnis seiner Methodik-Grundsätze: Universalität, Lokalisierung, Konsistenz, Flexibilität, Skalierbarkeit, Erweiterbarkeit und Interoperabilität [27]. Prinzipiell bildet das SGAM keine eigene Norm, sondern unterstützt die Gremien bei der Entwicklung neuer Ansätze für Normungen. Vor allem die Kommunikations-Ebene, Informations-Ebene und Funktions-Ebene werden bei der Entwicklung eines Leittechnikkonzepts für MGs großen Einfluss nehmen.

## **2.4 *Microgrid***

Microgrids oder auch Mikronetze sind keine Erfindung der letzten Jahre. Einige der frühesten Formen von Inselnetzen gab es bereits vor Jahrzehnten. Die zur Versorgung der von T. EDISON erfundenen ersten praktischen Glühlampen (1879) entstandenen Netze, gelten als Vorläufer der modernen elektrischen Versorgungsindustrie. Dazu errichtete T. EDISON 1882 auf der Pearl Street in Manhattan das erste kommerzielle Kraftwerk, welches als das erste MG angesehen wird [30]. Im Zuge der Entwicklung bildeten sich Dienstleistungsunternehmen in der elektrischen Energieversorgung, die den Markt stark regulierten und jeden Anreiz für die Entwicklung neuer MG-Tendenzen eliminierten, da sie nicht im Kontext der Ziele und Geschäftsmodelle dieser Servicebetriebe standen. Aktuell erlebt die Thematik MG einen Aufschwung. Sie bleiben eine praktische Lösung für abgelegene Gemeinden, die keine wirtschaftliche Möglichkeit des Anschlusses an ein Versorgungsnetz haben. Zugleich verändern sich Funktionen und Anwendungen von MGs und bieten neben neuen Vorteilen eine Basis für neue Geschäftsmodelle [31]. Das Kapitel erstellt einen Überblick über die Definition heutiger MGs und erörtert die Vorteile und Notwendigkeit dieser Netzstruktur für das zukünftige Energiesystem. Diese Erörterungen bilden die Grundlage des folgenden Hauptabschnittes dieser Arbeit.

### **2.4.1 Definition Microgrid**

In der aktuellen Diskussion um das zukünftige überregionale SG stellen MGs einen wichtigen Ansatz dar. Dabei wird der Begriff *Microgrid* erst seit Mitte der 90er Jahre mit dem Zusammenhang ‚virtueller Kraftwerke‘ genutzt. Explizit ist bisher jedoch keine einheitlich selektive und präzise Definition vorhanden. Vielmehr legt jeder Akteur sein

eigenes Begriffsverständnis fest. Aufgrund der fehlenden Standardisierung und Normung in diesem Feld sind von dieser Seite ebenfalls keine präzisen Aussagen zu finden. Im Kontext aller Definitionsansätze besteht allerdings Einigkeit über wichtige Eigenschaften. Sie bilden verbraucher- und speichernahe Erzeugungsstrukturen mit lokalem Energiegleichgewicht für möglichst geringen Leistungsaustausch mit der vorgelagerten Netzebene. Mit Modellprojekten wie „RegMod-Harz“ wird die Standardisierung und Normung in Deutschland sowie in Europa durch entsprechende Programme wie „More Microgrids“ vorangetrieben [32]. Als ersten Ansatz für eine allgemeingültige Definition beschreibt das US-Energieministerium ein MG als:

*"[...] a localized grouping of distributed electricity sources, loads, and storage mechanisms which can operate both as part of the central grid or independently as an island." [31]*

Diese Beschreibung stellt die Basis der folgenden Betrachtungen und Ansätze und definiert die grundsätzlichen Eigenschaften eines MG durch:

- lokales, geschlossenes Netz,
- enthält die netzüblichen Komponenten Erzeugung, Last, und Energiespeicher,
- wirkt als einzeln steuerbare Einheit,
- ist physisch vom Netz trennbar,
- kann netzparallel oder als Inselnetz betrieben werden.

Als Unterstützung dieser Ausführung definiert BORLASE (2013):

*„A microgrid is an integrated energy system consisting of interconnected loads and distributed energy sources that can operate connected to the grid or in an intentional island mode. The objective is to ensure better energy reliability, security and efficiency.“ [33]*

Damit grenzt sich BORLASE (2013) nicht von der Definition des US-Energieministeriums ab, sondern ergänzt sie um die Funktion der Gewährleistung von Zuverlässigkeit, Sicherheit und Effizienz. Bei der territorialen Ausbreitung werden seitens der Definitionen keine Einschränkungen vorgenommen, jedoch wird allgemein ein lokaler Netzbereich angenommen [34]. Darüber hinaus optimiert ein MG eine oder mehrere der folgenden Optionen: [35]

- Netzqualität und Zuverlässigkeit,
- Nachhaltigkeit und wirtschaftliche Vorteile,

- Betriebsweise im Off- oder On-Grid-Modus.

Danach maximiert ein MG die Vorteile von dezentralen Erzeugern und löst Nachteile, wie die aktuell durchgeführte Abschaltung der DEAs bei vorgelagertem Netzausfall. MG-Komponenten müssen dabei mehreren Anforderungen genügen, um einen problemlosen Betrieb zu gewährleisten.

Ausgehend von diesen beiden Beschreibungen für ein MG, ist eine für diese Arbeit allgemeine Festlegung der Begrifflichkeit wie folgt anzunehmen.

*Ein Microgrid ist ein skalierbares, nachhaltiges, lokales Stromnetz bestehend aus elektrischen und thermischen Lasten sowie entsprechenden dezentralen Erzeugungsanlagen mit der Fähigkeit, unabhängig vom vorgelagerten Netz zu bestehen. Microgrid-Komponenten umfassen dabei verteilte Energieressourcen (einschließlich der Nachfragesteuerung, Speicherung und Erzeugung), Kontrolle und Management, eine sichere Netzwerk- und Kommunikationsinfrastruktur sowie ein sicheres Informationsmanagement. Sie sind über den Netzverknüpfungspunkt mit dem vorgelagerten Netz verbunden.*

#### **2.4.2 Eigenschaften von Microgrids**

Zur Unterstützung der Standardisierung von MGs und der MG-Komponenten hat das „Lawrence Berkeley National Laboratory“ (LBNL) einige wichtige Eigenschaften für MGs identifiziert [35]. Diese sollten, nach Auffassung der LBNL, in der Forschung, Entwicklung, Prototyping und Normungsvorhaben berücksichtigt werden.

##### **Autonomie**

Ein MG umfasst im Wesentlichen die Funktionen Erzeugung, Speicherung und Verbrauch und kann sowohl im Netzparallel- als auch im Inselbetrieb autonom betrieben werden. Im ersten Modus kann ein MG, unabhängig optimiert, den eigenen Strom unter Berücksichtigung des aktuellen Marktes, kaufen oder verkaufen. In beiden Betriebsmodi führt eine Optimierung zum maximalen Verbrauch des regenerativ erzeugten Stroms zur Minimierung des Einsatzes fossiler Erzeuger und damit zur Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emission. Erzeugung und Verbrauch können die Netzspannung und -frequenz in definierten Grenzen kontrollieren. [35]

##### **Stabilität**

Unabhängige lokale Steuerung von Generatoren, Batteriesystemen und Lasten von MGs

basieren auf Spannungs- und Frequenzregelung am Anschlusspunkt jedes IED. Dies bedeutet einen sicheren Betrieb von MGs bei Nennbetriebsbedingungen. Weitere Forschungsanstrengungen sind hinsichtlich des Blindleistungsaustauschs anzustreben. [35]

### **Kompatibilität**

MGs sind mit dem bestehenden Versorgungsnetz vollständig kompatibel und können als Funktionseinheiten betrachtet werden, die das Wachstum des bestehenden Systems in einer wirtschaftlichen und umweltfreundlichen Weise unterstützen. [35]

### **Flexibilität**

Der Ausbau und die Wachstumsrate von MGs folgen nicht zwangsläufig genauen Prognosen, sondern können abhängig der Laufzeiten der MG-Komponenten (z. B. fossile und erneuerbare Stromerzeuger, Batteriesysteme) inkrementell wachsen. MGs sind technologieneutral und können somit eine Kombination verschiedener Speicher- und Erzeugungssysteme beinhalten. [35]

### **Skalierbarkeit**

Durch zusätzliche Installationen von Erzeugern, Speichern oder Lasten ist ein MG wachstumsfähig. In der Regel bedarf es bei einer solchen Erweiterung einer sukzessiven neuen Planung des MGs und kann modular und parallel durchgeführt werden. Ein sogenannter Scale-Up ist die Folge größeren Strombedarfs durch höhere oder sensiblere Lasten. [35]

### **Effizienz/Leistungsfähigkeit**

Durch zentralisierte und verteilte MG-Managementsysteme können die Auslastung von Erzeugereinheiten, das Lade- und Entlademanagement und die Steuerung des Verbrauchs bzw. der Last verwaltet werden. Durch Optimierungsverfahren innerhalb dieser Systeme können wirtschaftliche und ökologische Ziele erreicht werden. [35]

### **Wirtschaftlichkeit**

Laut Marktforschungsstudien [35] ist die Kombination von Strom- und Wärmegewinnung durch Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK)-Anlagen für eine wirtschaftliche Betrachtung ausschlaggebend. Des Weiteren ist die Nutzung von EE zur Veränderung der Treibstoffkosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen ein Gradmesser für die Wirtschaftlichkeit. [35]

### **Peer-to-Peer-Modell**

Unter der Maßgabe der Peer-to-Peer-Konnektivität, können MGs durch Steuerbarkeit ihrer Ressourcen übergreifend Handel betreiben. Dies implementiert nicht nur den

Austausch zwischen MGs, sondern auch interaktive Energiegeschäfte mit dem zentralen Versorgungsnetz. Dieses Modell definiert keine Größe, Anzahl oder Arten von MGs, die mit einander kommunizieren, sondern diktiert, dass keine zentrale Steuerung aller MGs erforderlich ist. [35]

Aus diesen Eigenschaften generieren sich in Abhängigkeit der Betriebsmodi Vorteile für MGs. Dabei werden nach [36] vier verschiedene Betriebsmodi für MGs unterschieden. Dazu gehört der normale Netzparallelbetrieb (Electric-Power-System (EPS)-connected-Mode), in dem die DER nach IEEE 1547 betrieben werden, der Übergang zum Inselbetrieb, der Inselbetrieb und der Übergang zum Netzparallelbetrieb, der ebenfalls durch die IEEE 1547 spezifiziert wurde und abhängig der Phasenlage, Frequenz und Spannung des vorgelagerten Netzes ist.

Während im Netzparallelbetrieb die Optimierung des wirtschaftlichen Betriebes, die Unterstützung zur Integration EE, die Unterstützung zur DER Marktbeteiligung und allgemeine Systemdienstleistungen stehen, sind im Inselbetrieb Fähigkeiten der steten Lastversorgung, der maximalen Nutzung der EE-Träger und ein optimierter Rohstoffeinsatz für konventionelle Erzeugungseinheiten signifikant. Damit fördert das MG die Energieeffizienz des Elektroenergiesystems mit Reduktion der Leitungsverluste durch erzeugungsnahen Verbrauch sowie Spitzenlastreduktion und bietet ein hohes Potenzial für Kapitalinvestitionen von Drittanbietern für die Umsetzung neuer Geschäftsmodelle (z. B. Demand-Response<sup>7</sup>) [37]. Des Weiteren sind Einsparpotenziale für Investitionen im Übertragungsnetz durch partielle Energiemanagementsysteme (EMS) in den MGs vorstellbar. Für den Endanwender ergeben sich positive Aspekte und Werte wie: [37]

- Zuverlässigkeit,
- Leistungsfähigkeit,
- Versorgungssicherheit,
- Datenintegrität und Cybersicherheit,
- Nachhaltigkeit,
- Qualität.

---

<sup>7</sup> Demand Response ist eine kurzfristige und planbare Veränderung der Verbraucherlast als Reaktion auf Preissignale am Markt oder auf eine Aktivierung im Rahmen einer vertraglichen Leistungsreserve. Diese Marktpreise oder Leistungsabrufe werden durch ungeplante, unregelmäßige oder extreme energiewirtschaftliche Ereignisse ausgelöst [104].

Analog dazu resultieren für die Netzbetreiber Unterstützungspotenziale der MGs für den Systembetrieb der Netze. Sie ermöglichen eine Flexibilisierung der Netze durch die Verteilung der Steuerung sensibler Lasten und der fluktuierenden EE-Anlagen. Darüber hinaus bestehen Potenziale für eine Verteilung von Systemdienstleistungen auf kleinere Einzelzellen, für die Lösung von Spannungsregelungs- und Überlastungsproblemen und ermöglichen eine Verbesserung der Gesamtklimabilanz durch optimierten Umgang mit regenerativen Energieträgern [37]. Abhängig der aufgeführten Möglichkeiten von MGs, sind für die Einführung bzw. Umrüstung von Netzgebieten entsprechende Grundsatzfragen zu Design, wirtschaftlicher und technischer Machbarkeit elementar [38].

- Aus welchen Komponenten soll das zukünftige MG bestehen?
- Welche physikalischen Bedingungen sind vorhanden (Spannung, Frequenz, Leistungsfluss, Schutzeinrichtungen)?
- Wie oft erfolgt eine Netztrennung?
- Wie hoch sind aktuelle und zukünftige Versorgungszuverlässigkeit und Ausfallzeiten?
- Welche Integrationsmöglichkeiten und Vorteile sind für die Umrüstung auf ein kombiniertes, flexibles und umweltfreundliches System entscheidend?
- Welche Dienstleistungen lassen sich für einen wirtschaftlichen Betrieb des MG generieren?
- Sind die nötigen finanziellen Mittel zur Umsetzung vorhanden?
- Ist die Zelle bei Lieferung von Netzsystemdienstleistung in der Lage, sich selbst weiter zu versorgen?

Neben diesen Entscheidungsfragen zur Notwendigkeit sind die Einsatzorte von MGs entscheidend. Welche Institutionen und Netzgebiete eignen sich zum Betrieb eines MG? Bisherige Anwender von Inselnetzsystemen zum Ausgleich von Versorgungsausfällen sind vor allem sicherheitsrelevante Anlagen und Systeme wie Krankenhäuser, Serversysteme, Bordnetze von Schiffen und Flugzeugen sowie Militärstützpunkte und abgelegene Ortschaften.

Vor diesem Hintergrund wird im Kapitel 3 ein Ansatz für den Aufbau und die Systemarchitekturen erarbeitet.



### **2.4.3 Betriebsmodi von Microgrids**

Aufgrund der eigenständigen Kontrolle der Lastflüsse sind MGs befähigt unterschiedliche Betriebsmodi einzunehmen. Dabei werden im Folgenden nicht ausschließlich statische Zustände betrachtet sondern ebenfalls die Übergänge zwischen ihnen.

#### **Netzbetrieb/Netzparallelbetrieb**

Der Netzbetrieb oder Netzparallelbetrieb ist gekennzeichnet durch die physische Anbindung des MG an das vorgelagerte Netz über den sog. Netzverknüpfungspunkt. Innerhalb dieser Definition des Netzbetriebes werden keine Aussagen über die elektrischen Leistungsflüsse vorgenommen. Herkömmlich ist das Microgrid in diesem Zustand eine steuerbare Last mit Potential des bidirektionalen Stromflusses. Innerhalb dieses Betriebsmodus kann ein Leistungsaustausch am Netzverknüpfungspunkt entstehen, ist aber nicht zwangsläufig notwendig. In diesem Fall versorgt das vorgelagerte Netz das MG mit Informationen bzgl. des elektrischen Zustandes wie Frequenz, Spannung und Phasenwinkel. Das vorgelagerte Netz bildet demnach den Master für die Netzparameter der leistungselektronischen Wandler der DEAs innerhalb des MG.

#### **Inselbetrieb/Inselnetzbetrieb**

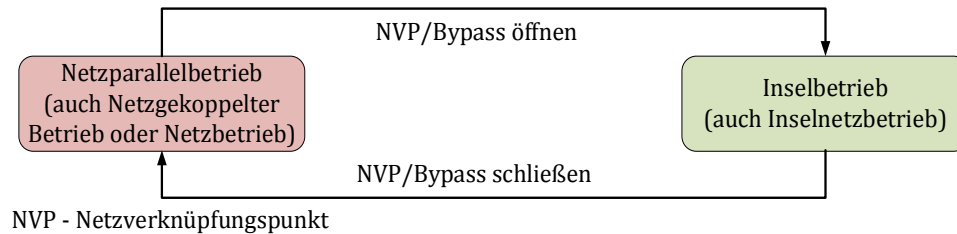
In verschiedener Literatur beschreibt der Inselbetrieb den „Nichtaustausch“ von Leistung am Netzverknüpfungspunkt. Diese Definition trifft dabei keine Aussage über den physischen Zustand des Netzes. Ausgehend der Beschreibungen des Netzbetriebs in diesem Kapitel, wird der Inselbetrieb oder Inselnetzbetrieb durch eine physische Entkopplung vom vorgelagerten Netz verstanden. Die Bildung des Inselnetzes bzw. die Entkopplung vom vorgelagerten Netz kann sowohl geplant als auch ungeplant erfolgen.

Innerhalb des Betriebsmodus Inselbetrieb sind die DEAs und DESs für die Stabilität von Nennspannung und Frequenz verantwortlich. Dabei sind verschiedene Methoden der Parametervorgaben möglich, wie bspw. Master-Slave, Peer-to-Peer oder eine verteilte Steuerung, je nach kommunikativer Anbindung der netzbildenden IEDs. Darüber hinaus ist innerhalb des MG ein Ausgleich zwischen Nachfrage und Angebot in kurzen Zeitintervallen zu gewährleisten. Des Weiteren muss die Netzqualität und Zuverlässigkeit innerhalb des Inselbetriebes sichergestellt werden.

#### **Übergang zwischen netzgekoppeltem und Inselnetzbetrieb**

Abhängig der Ursache einer Trennung vom vorgelagerten Netz können die Parameter übernommen und in eigenen Regelkreisen korrigiert und kontrolliert werden. Aufgrund unterschiedlicher Grenzwerte der beiden Betriebsmodi, ist eine Anpassung beim

Umschalten nötig. Bei der Umschaltung vom Inselbetrieb auf den Netzbetrieb ist darüber hinaus eine Synchronisation der Erzeugungsanlagen auf die Parameter des vorgelagerten Netzes notwendig. (siehe Abbildung 2-18)



**Abbildung 2-18: Übergang zwischen Netzbetrieb und Inselbetrieb eines Microgrids**

### 2.4.4 Integrationsstufen für Microgrids

Die Entwicklung der energetischen Modernisierung zu MGs kann in vier Stufen fixiert werden. Dabei ist die Ausprägung der jeweiligen Phase nicht zwangsläufig vollumfänglich, sondern von dem jeweiligen Stand der Technik abhängig und somit nicht unbedingt vollständig [35].

Die erste Phase umschreibt die Reduktion der Energienachfrage durch Veränderung des Kundenverhaltens (Sparmaßnahmen) oder durch technische Hilfsmittel wie bspw. programmierbare Thermostate, Bewegungsmelder, energetisch effizientere Gebäudehüllen, Gebäudeleittechnik. Die daraus resultierenden Kosteneinsparungen können zum Teil zur Errichtung fortschrittlicher dezentraler Erzeugungs- und Speicheranlagen genutzt werden bzw. Verkürzen den Amortisationsprozess [35].

Im nächsten Schritt erfolgt die Implementierung und Integration von dezentralen Erzeugungs- und Speicheranlagen. Hierbei gibt es eine Vielzahl an Kombinationsmöglichkeiten von konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen mit bspw. Wärmespeichern (Power to heat), elektrochemischen Speichern (Batterien) sowie elektromechanischen Speichern (Schwungmassen) [35].

Die dritte Phase beinhaltet die Errichtung und Nutzung erweiterter Kontrollen der Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speichereinheiten mit verteilter Überwachungssteuerung und Datenerfassung, Gebäudemanagementsystemen sowie netzwerkbedingter Komponenten. Eine zentralisierte Transparenz aller Geräte ermöglicht ein proaktives Management der direkt angeschlossenen Geräte zu einem kleinen Stromnetz. In Echtzeit können Bedarf und Bedarfsdeckung ausgeglichen und Fehler erkannt, lokalisiert und repariert werden. Integrierte und erweiterte Managementfunktionen können darüber

hinaus entsprechende Steuerungseingriffe zur Lösung optimierter Fahrweisen vornehmen [35].

Der vierte und letzte Schritt definiert die Netzunabhängigkeit mit dem autonomen Betrieb über einen längeren Zeitraum ohne Leistungsaustausch mit dem vorgelagerten Netz. Dazu sind eine eigene Frequenz- und Spannungsüberwachung mit entsprechenden Steuerungsmechanismen nötig. Die physische Trennung und Wiederaanbindung erfolgt über ein entsprechendes Schaltelement am Netzverknüpfungspunkt [35].

### 3 AUFBAU UND SYSTEMARCHITEKTUREN VON MICROGRIDS

Mit der Erarbeitung des SGAM im Kapitel 2.3.2 und der Definition eines MG und seinen Eigenschaften wird im Folgenden eine Anpassung des Modells für MG-Strukturen vorgenommen. Über die Herausstellung einer Basiszelle, dem Basiszellenverbund erfolgt die Erstellung eines strukturierten MG-Modells. Im Anschluss werden die nötigen Spezifikationen für die entwickelten Modellschichten abgeleitet. Diese Ableitung ist abhängig vom bestehenden Gesamtsystem. Ist durch vorhandene Netzkomponenten ein MG zu errichten, bilden die entsprechenden Komponenten die Grundlage aller Betrachtungen. Anders verhält es sich bei einem neuen Projekt ohne Altlasten. Hier ist zu empfehlen, einen Drill-down von der „Funktions-Ebene“ (Function Layer) des Microgrid Architecture Model (MGAM) abwärts, abhängig der definierten Funktionen und Use-Cases des MG zu identifizieren. Spezifisch dazu sind spätere Anpassungen der bestehenden Komponenten bei Altlasten möglicherweise notwendig. Für die grafische Einordnung der Ebenen ist der Aufbau ausgehend von der Komponenten-Ebene praktikabel.

Auf Grundlage dieser Betrachtung wird nach der Entwicklung des MG-Modells die Beschreibung der Ebenen nach folgender Prämisse erfolgen (Tabelle 3-1):

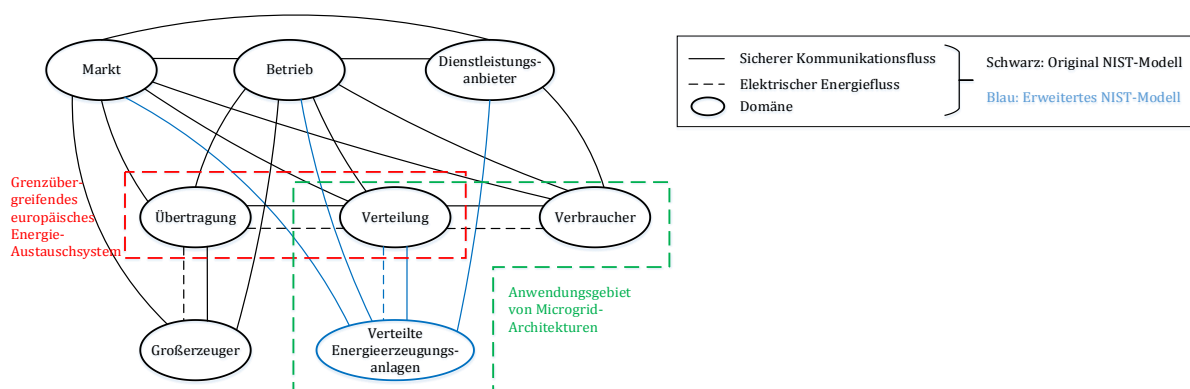
**Tabelle 3-1: Auslegungsabfolge zur Strukturierung eines Microgrids in Anlehnung an [39]**

Nr.	Bezogene Ebenen	Beschreibung
0.	Komponenten-Ebene (Component Layer)	– Festlegung einer möglichen Basisstruktur zur Funktionsanalyse
1.	Funktionsebene (Function Layer)	– Festlegung relevanter Funktionen und Use-Cases – Verteilung in die entsprechende Domäne und Matrixstruktur – Erfassung funktionsabhängiger angrenzender Domänen und Zonen
2.	Informations-Ebene (Information Layer)	– Festlegung der zu übermittelnden Daten inkl. Datenmodell
3.	Kommunikations-Ebene (Communication Layer)	– Festlegung der Übertragungsprotokolle und Wege sowie der jeweiligen Netzwerkstruktur

Nr.	Bezogene Ebenen	Beschreibung
4.	Komponenten-Ebene (Component Layer)	– Erweiterung der vorhandenen Komponenten bzw. Auslegung neuer Komponenten des zukünftigen Netzes inkl. der Hardware für IKT aus der Basisstruktur Nr. 0

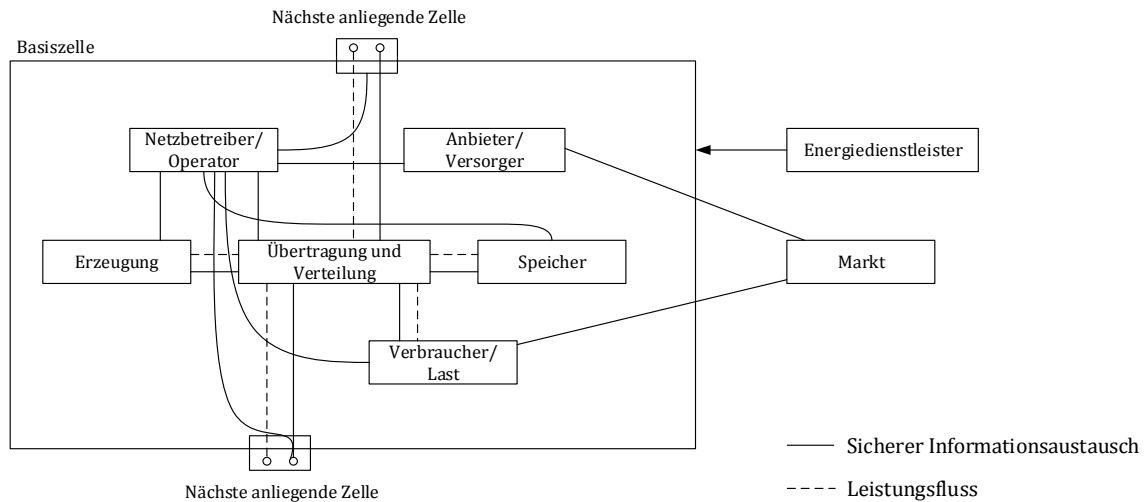
### 3.1 Entwicklung eines einheitlichen Microgrid-Modells

Mit dem Ansatz eines europaweiten SG und dem Fokus auf die Domänen „DER“ und „Verbraucher“ ist die hierarchische Vermaschung von MGs sinnvoll. Ungeachtet der lediglich lokalen Ausdehnung von MGs, bedarf es eines Energieübertragungssystems mit Netzelementen. Demnach ist die Aufnahme der Domäne „Verteilung“ in den Vermaschungsansatz vorzunehmen. In Anlehnung an das bereits eingeführte NIST-Modell können Grenzen eines MG herausgestellt werden (siehe Abbildung 3-1). Neben den Schnittstellen zu den anliegenden Domänen grenzt diese Annahme, entgegen der im Kapitel 2.4.1 dargelegten Definition von MGs, die Bereiche Dienstleistungsanbieter und Betrieb aus.



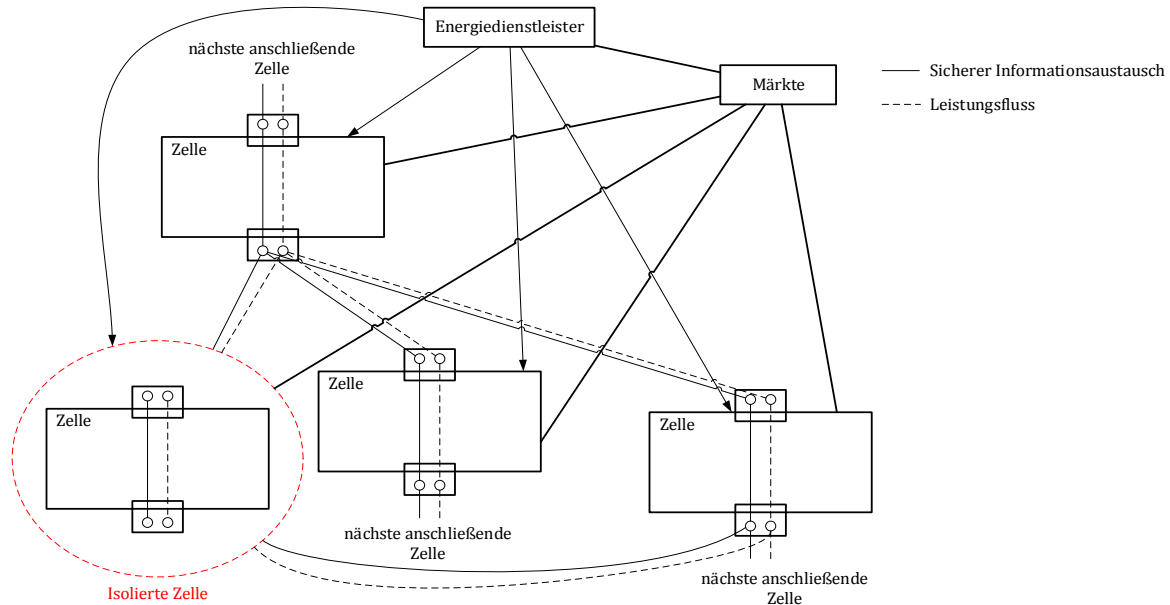
**Abbildung 3-1: Erweitertes NIST-Modell mit Anwendungsgebieten von Microgrids in Anlehnung an [5]**

Die daraus zu entwickelnde Basiszelle (MG) eines Energieversorgungssystems mit den Attributen eines SG muss jedoch diese Domänen einschließen bzw. Funktionen für das Micro- und Macrogrid aufteilen. Es entsteht eine Basiszelle, die sich grundlegend am erweiterten NIST-Modell aus Abbildung 3-1 orientiert. Die aufgeführten Bestandteile bilden die Komponenten eines einheitlichen, modernen Energieversorgungssystems ab (siehe Abbildung 3-2) [5].



**Abbildung 3-2: Aufbau einer Basiszelle in Anlehnung an [5]**

Dabei finden sich die typischen Energieversorgungssystemkomponenten mit „Erzeugung“ (Generation), „Übertragung und Verteilung“ (Energy Exchange System), „Speicher“ (Storage) und „Verbraucher“ (Customer), die hinsichtlich ihrer Konnektivität in der Zelle beschrieben werden, wieder. Des Weiteren werden die technisch, kaufmännischen Domänen „Netzbetreiber/Operator“ (Operator) mit der Aufgabe der Steuerung von Erzeugung und Verbrauch zu einer stabilen Balance, und „Anbieter/Versorger“ (Supplier), die durch den Verkauf überschüssiger Erzeugerleistung oder Bezug nichtbenötigter Lastpotenziale mit dem Netzbetreiber kooperiert, dargestellt. Auf dieser Grundlage können Teilnetze abgegrenzt werden, die sich, abhängig ihrer Eigenschaften in verschiedene MG-Strukturen aufteilen. Mit der Beschreibung der Basiszelle ist nicht ausschließlich ein MG zu beschreiben. Durch die Zellendefinition sind das SG und Teile aus diesem sowie die heterogene Struktur des europäischen Energienetzes aufgeschlüsselt [5]. Mit physischer Kopplung einzelner Basiszellen konkludiert sich ein flexibles skalierbares SG. Dabei ist der Verbund dieser Basiszellen als ein normativer Netzverbundbetrieb erwünscht, welcher im Krisenfall als kleiner Verbund oder als Zelle für sich weiter agiert und sich vom Verbundnetz zum sog. Inselbetrieb entkoppeln kann. Damit wirken die Domänen „Energienmärkte“ (Markets) und „Energiedienstleister“ (Service Provider) von außerhalb nicht auf eine einzelne Zelle, sondern auf einen variablen Zellenverbund. In Abbildung 3-3 wird eine Verknüpfung von Basiszellen vereinfacht dargestellt.

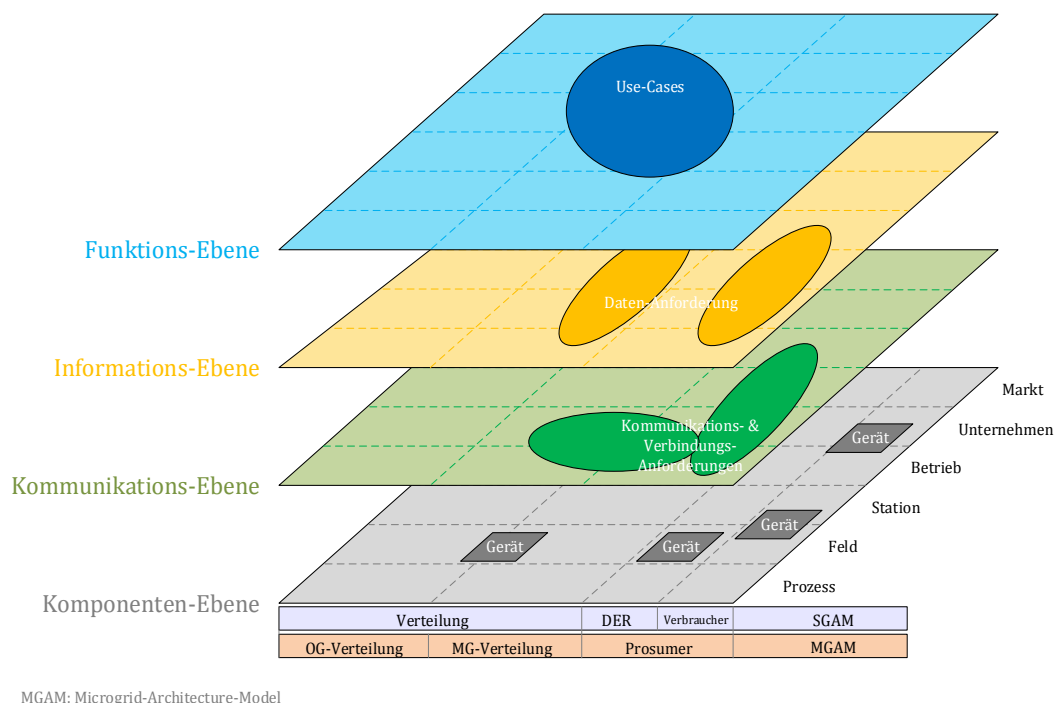


**Abbildung 3-3: Vermaschte Zellenarchitektur in Anlehnung an [5]**

Wie in Abbildung 3-3 ersichtlich, kann eine einzelne (isolierte) Zelle aus technischer und wirtschaftlicher Sicht autonom für sich fungieren und bei entsprechendem Anreiz ein Teil des Gesamtnetzes werden. Dabei agiert jede Zelle, baulich von der Nachbarzelle abweichend, nach eigenem Wunsch abhängig ihrer Betreiber. Mit den kommunikativen Anbindungen zu „Märkte“ und „Energiedienstleister“ können Produkte und Dienstleistungen angeboten oder bezogen werden. Diese Darstellungsform beschreibt darüber hinaus die unterschiedlichen Klassen der Dezentralität [5].

Mit dieser Festlegung kann die Einordnung in das in Kapitel 2.3.2 eingeführte SGAM erfolgen. Dieses stellt einen Ansatz vor, um SGs in architektonischer Sicht zu analysieren und garantiert eine neutrale Sicht auf SG-Systeme zur Unterstützung einer einheitlichen Zuordnung von Interoperabilitätsebenen sowie SG-Domänen und -Zonen. Da ein MG im Wesentlichen die Funktionen und Anwendungen eines SG enthält, ist die Anpassung auf ein verkleinertes, angepasstes SGAM zu untersuchen. Dazu sind ein Aufbrechen der aktuellen SGAM-Struktur und die Verringerung von Domänen und Interoperabilitätsebenen notwendig. Es findet die sogenannte Drill-Down-Methode Anwendung. Mit der Fixierung von MG-Use-Cases (siehe Kapitel 3.3) lässt sich das angepasste SGAM in vier Interoperabilitätsschichten zerlegen – „Funktions-Ebene“; „Informations-Ebene“; „Kommunikations-Ebene“ und „Komponenten-Ebene“. Vor allem die „Informations-Ebene“ und „Kommunikations-Ebene“ erreichen durch die nötige IKT in den Netzen ein großes Untersuchungspotenzial. Ausgehend vom OSI- Modell (Open Systems Interconnection Model) (siehe Anlage A.6) bildet die „Kommunikations-Ebene“ die Schichten eins bis fünf und die „Informations-Ebene“ die Schichten sechs und sieben

dieses Modells ab. In der Anlage A.5 werden die Ebenen (Layer) separat beschrieben. Darüber hinaus erfolgt, angelehnt an die Basiszellearchitektur, eine Reduzierung der Systemdomänen auf „Verteilung“ (Distribution), „Verbraucher/Last“ (Consumer/Load) und „Erzeugung“ (Generation/Producer). Mit der Fusionierung von Erzeugung (DEA) und Verbrauch/Last in privaten Haushalten und gewerblichen Betrieben findet das Kofferwort *Prosumer* in der Energietechnik häufige Anwendung und wird in das neue Architekturmodell implementiert. Durch die Möglichkeit der Inselbildung ist darüber hinaus eine Aufteilung der Domäne „Verteilung“ in MG- und OG (overlaid grid)-Verteilung vorzunehmen. Dazu wird das MGAM als Basis der folgenden Betrachtungen eingeführt (siehe Abbildung 3-4).



**Abbildung 3-4: Anpassung des SGAM zum MGAM in Anlehnung an [39]**

Diese Schichtung an Domänen, analog zum SGAM, ermöglicht eine separate Fokussierung auf die unterschiedlichen Bereiche des MGAM, welche als Grundlage der anschließenden Betrachtung gilt.

## 3.2 Komponenten-Ebene im Microgrid

Die Komponenten-Ebene beschreibt die physikalische Verteilung aller beteiligten Komponenten im Kontext des MG. Sie definiert primär die eingesetzte Hardware und umfasst neben den Energiesystemkomponenten auch Steuergeräte und



Netzwerkinfrastruktur sowie jede Art von Computern. Diese Ebene teilt sich je nach Lokalität in die sog. Betriebsdomänen, wodurch eine Clusterung in Abhängigkeit der Systemdomäne ermöglicht wird. Ausgehend von der Domäne „Prozess“ übertreffen die Erwartungen an die heutigen MG-Strukturen und Fähigkeiten die bisher angenommenen und real existierenden Systeme in ihrer Vielfältigkeit, sodass keine definierte Aussage über ein spezifiziert einheitliches MG existieren kann. Vor allem in Hinblick auf die physikalischen Eigenschaften, wie Anzahl und Größe der dezentralen Erzeuger im MG erschweren die allgemeingültigen MG-Strukturen (siehe Abbildung 3-5).

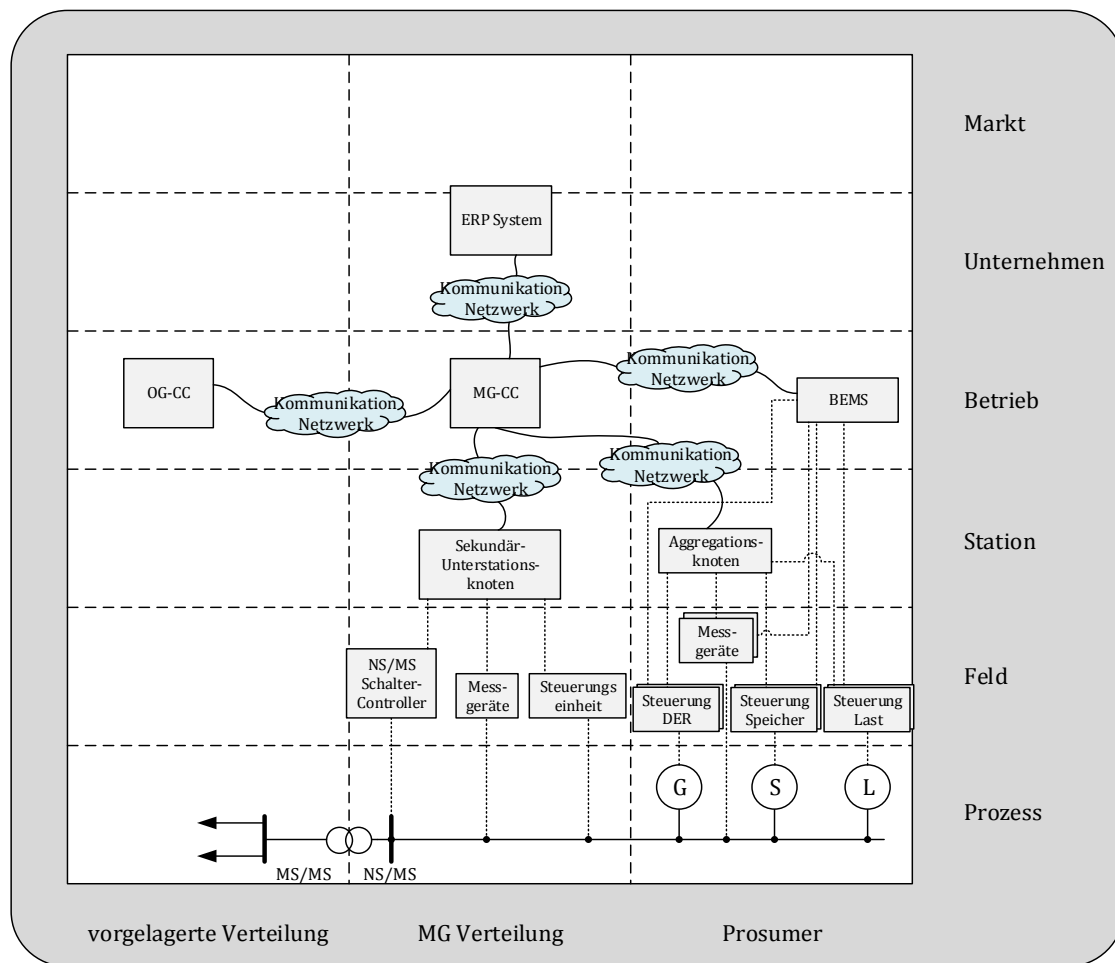


Abbildung 3-5: Beispiel: Komponenten-Ebene des MGAM in Anlehnung an [39]

Im Modell-Feld „Prosumer-Prozess“ befinden sich die nach Definition festgelegten Systemkomponenten eines MG. Als ein wichtiger Bestandteil wird in den Definitionen von MGs die **verteilte Erzeugung (DG)** hervorgehoben. Neben konventionell mit fossilen Brennstoffen betriebenen Aggregaten umfasst das moderne MG erneuerbare **DERs**. Typische verteilte Energieressourcen für MGs sind Windenergieanlagen (WEA) und PV-Anlagen, KWK-Anlagen sowie Biogas- und Biomasseanlagen. KWK-Anlagen mit ihren Generatoren sind dabei geräuscharm und emissionsarm auszulegen, da sie sich in der

Nähe der Verbraucher befinden. In einem solchen Energiesystem hängt die Stromerzeugung vom Netzzustand, der Marktlage und der Verfügbarkeit der dargebotsabhängigen und -unabhängigen Erzeugungseinheiten ab. Dabei spielen die leistungselektronischen Schnittstellen (PEI)<sup>8</sup> eine gewichtige Rolle in der Anbindung verschiedener MG-Komponenten innerhalb des MG-Systems, da alle technischen Fragen wie Leistungsbilanz und Energiequalität über diese Schnittstellen gelöst werden. Die PEIs sind erforderlich [40]:

- um eine feste Leistungs- und lokale Spannungsregelung bereitzustellen,
- um den DG-Einheiten eine hohe Reaktionsgeschwindigkeit bei Veränderung der Lastanforderung unter Verwendung der Energiespeicher zu ermöglichen,
- um die Steuerverfahren zur Lastverteilung zwischen den DG-Einheiten zu übernehmen,
- um die verschiedenen Schlüsseltechnologien für erfolgreiche, moderne und zukünftige intelligente Verteilnetze zu integrieren.

Neben den Erzeugern rücken vor allem dezentrale **Energiespeicher (DES)** in den Grundaufbau eines MG. Heutige Batteriesysteme weisen dabei bereits hohe Nutzungspotenziale auf. Sie dienen der Stabilität zwischen Erzeugung und Last innerhalb der MGs. Durch entsprechende Managementsysteme sind Reservekapazitäten und „Low-Cost“-Stromspeicherung für eventuelle Marktmodelle umsetzbar. Bei den Speichertechnologien stehen aktuell vor allem die Lithium-Ionen-Akkumulatoren im Fokus. Darüber hinaus können Superkondensatoren und Schwungmassenspeicher Anwendung finden. Diese Auswahl ergibt sich aus Anspruch und Bedarf bzgl. des Verhältnisses zwischen Energiedichte und Leistung des jeweiligen Speichertyps.

Des Weiteren charakterisiert sich ein MG über die Eigenschaften der Lasten. **Steuerbare Lasten** sind durch die Echtzeit-Sollwert-Anpassungsfähigkeit ihres Energiebezugs charakterisiert. Diese Regelung steuerbarer Lasten erfolgt über Demand-Side-Management (DSM) oder Demand-Response (DR). Zu den steuerbaren Lasten zählen neben Batteriespeichersystemen ebenfalls Heizungs- und Klimatechnik, Elektrofahrzeuge, thermische Speicher und zum Teil Beleuchtungstechnik. **Nicht-steuerbare Lasten** sind vertreten durch Haushaltslasten, Beleuchtung und Gewerbe [41]. Zugehörig zu jedem der Komponenten sind Steuerungseinheiten (DER-Controller, Massenspeicher-Controller und Last-Controller) implementiert. Sie stellen ein Bindeglied

---

<sup>8</sup> Power Electronic Interface

für den Einfluss des MG-CC auf die angeschlossenen Komponenten dar. Darüber hinaus existieren im MG **kritische Lasten**, die mit hoher Priorität versorgt werden müssen, mit Hilfe der Regulation der steuerbaren Lasten.

Mit dieser Kombination von Komponenten ergibt sich ein Baukastenprinzip, welches erweiterbar ist und entsprechende Konnektivität und Kompatibilität zu den existierenden Geräten besitzen muss. In der Abbildung 3-6 sind die Energie-System-Komponenten innerhalb des MG als Strukturbaum aufgeführt.

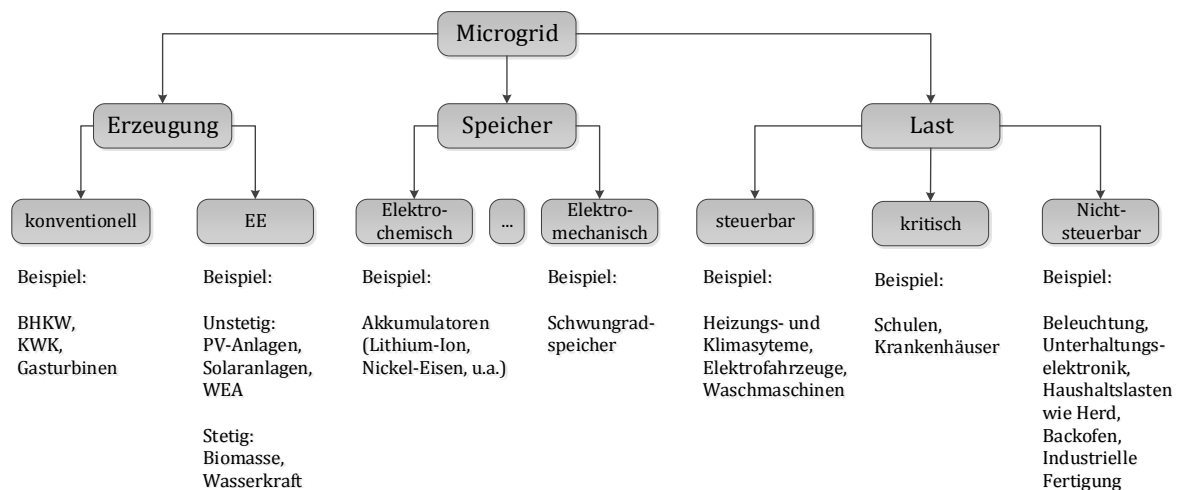


Abbildung 3-6: Einteilung von MG-Prozess-Komponenten

Jede Art von Erzeuger, Last und Speicher kann auf Grundlage seiner Steuerbarkeit und Zuverlässigkeit im MG-Rahmen eingeordnet werden (siehe Abbildung 3-7).

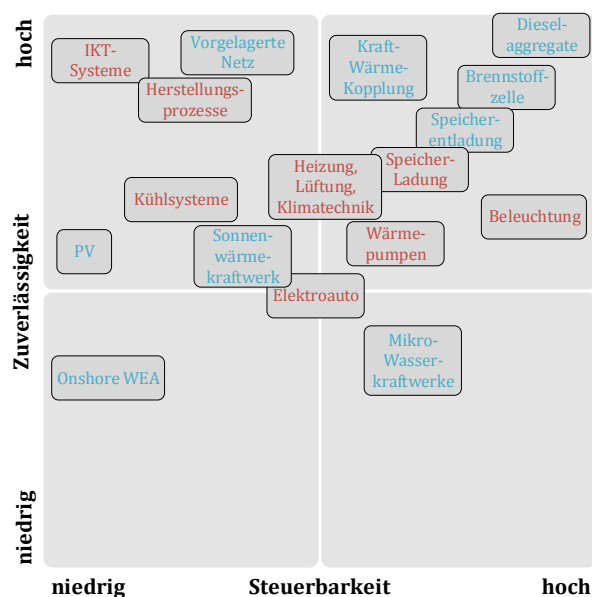
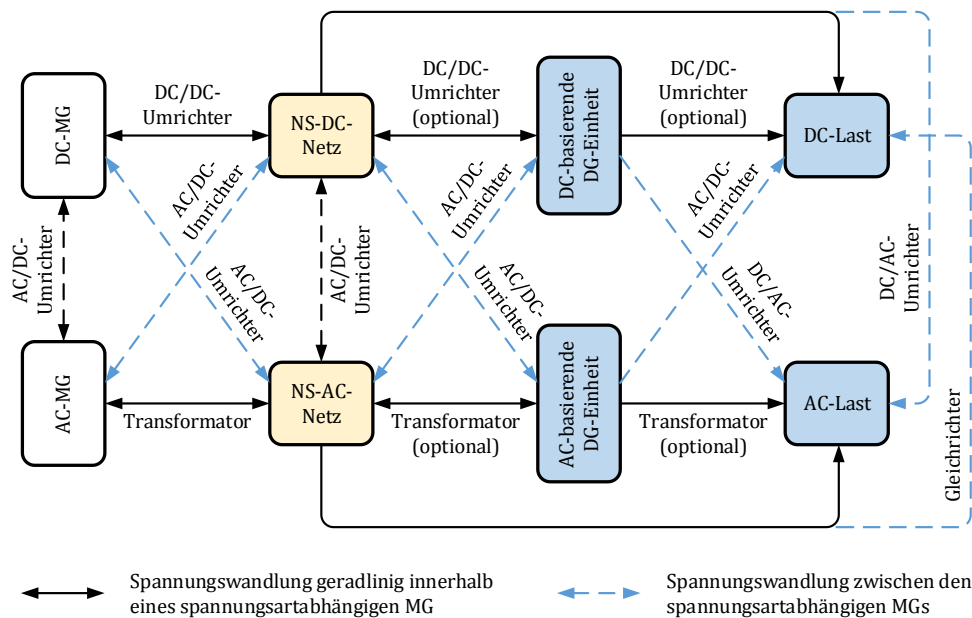


Abbildung 3-7: Einteilung von Prozesskomponenten nach Zuverlässigkeit und Steuerbarkeit

Durch die verschiedenen Spannungsarten (AC, DC), mit denen die unterschiedlichen Komponenten operieren, ist die Kombinationsmöglichkeit über die PEIs zu gewährleisten. Auf Grundlage von Abbildung 3-8 kann eine solche Betrachtung vorangeführt werden.



**Abbildung 3-8: Zusammenschaltung von verschiedenen Microgrid-Komponenten in Anlehnung an [40]**

Zusätzlich sind in der Domäne des Prozesses definierte Komponenten, wie Schaltanlagen, Unterspannungsknoten und **Sekundär-Unterstationsknoten (SSN)**, einzuordnen. Letztere bilden bidirektionale Adapterelemente, die durch die Einführung des Prosumers die Betrachtung eines positiven und negativen Leistungsflusses in der Systemdomäne „MG-Distribution“ ermöglichen. Auf der Stations-Ebene aggregieren die SSN Daten von Geräten der Feld-Ebene und dienen als Gateway zu den Steuersystemen der „Operation“-Ebene. Eine weitere Komponente der Prozess-Ebene bildet der **Netzverknüpfungspunkt** mit dem entsprechenden Schaltelement. Traditionell schaltet ein solches Gerät lediglich im Fall eines Fehlers und ist im Normalfall geschlossen. Im geöffneten Zustand ermöglicht er Wartungsarbeiten an den angeschlossenen Schaltanlagen und Komponenten. Im Zusammenhang mit MGs ist darüber hinaus sichergestellt, dass keine überschüssige Energie während der Wartungsarbeiten in das vorgelagerte Netz zurückgespeist wird. Die dazugehörige Steuereinheit (NS/MS Schalter Controller) befindet sich in der Feld-Ebene und dient als Remote-Einheit der Automatisierung und Fernsteuerung der angeschlossenen Schaltgeräte. Diese muss unabhängig der Netzspannung agieren und wird über Fernzugriff vom MG-Kommunikationssystem verwaltet [39]. Mit dem heutigen

Stand der Technik werden für solche „Schaltaufgaben“ leistungselektronische Halbleiterbauteile wie Triacs verwendet, da sie hohe Überströme im Kiloampere-Bereich unterstützen. Zusätzliche im Feld stationierte intelligente Leistungsschalter erhöhen die Flexibilität beim Zu- und Abschalten von Lasten. Zur Statuserfassung, Analyse und Messung von Parametern sind in der Feld-Ebene **Messinstrumente** installiert. Weitere Steuereinrichtungen zur Verwaltung der Operativ- und Schutzsysteme sind in dieser Ebene integriert und bedienen sich denselben Anforderungen des Controllers des Netzverknüpfungspunktes.

Neben dem SSN existiert in der „Station“-Ebene der **Aggregationsknoten**. Dieser aggregiert den Informationsfluss von den Geräten des Prosumers aus der Feld-Ebene an das MG-CC. Dieser Knoten wird optional verwendet und dient hauptsächlich der Sicherstellung der Skalierbarkeit des Gesamtsystems. Allgemein können der SSN und der Aggregationsknoten als Feldkopferäte mit Datenflusselektion verstanden werden.

Der **Microgrid-Central-Controller (MG-CC)** stellt in diesem Kapitel in erste Linie eine Hardware-Komponente des MG dar. Funktionalitäten und Protokolle werden über diese Ebene nicht abgebildet. Er befindet sich in der Modellzelle „MG Verteilung – Betrieb“ und definiert die zentrale Steuerung. In derselben Betriebs-Domäne werden das Leitsystem des vorgelagerten Netzes (**OG-CC**) und optional **Gebäudemanagementsysteme** geführt [41]. Das MG-CC enthält Systemfunktionen wie bspw. das EMS.

Zur Integration von kaufmännischen Aspekten wie Finanz- und Rechnungswesen sowie Vertragsmanagement und systemischen Aspekten wie Bedarfs- und Erzeugungsplanung mit Wetterprognosen wird die Komponente „**Enterprise Ressource Planning**“ (**ERP**) eingeführt [41].

Daraus ergibt sich eine skalierbare und optional anzupassende Komponenten-Ebenen-Struktur (siehe Abbildung 3-5). Angesichts der in diesem Kapitel aufgeführten systembedingten Komponenten und deren Kombinationsmöglichkeiten werden in [35] typische Anwendungsbeispiele für MGs erstellt. In Tabelle 3-2 sind eine Zusammenfassung der MG-Komponenten inklusive ihrer Funktionalitäten und weiterer Beispiele aufgeführt.

**Tabelle 3-2: EMS kontrollierte MG-Komponenten [42]**

Komponente	Funktionalität	Beispiel
verteilte Erzeugung (DG)	erzeugen Strom und Nutzwärme für lokale Benutzer und nutzen eine Vielzahl von Energieressourcen	CHP, Brennstoffzellen, Mikroturbinen, kleine WEA und PV-Anlagen
dezentrale Energiespeicher (DES)	Speichern überschüssige Energie bei Off-Peak-Zeit und arbeiten als zusätzliche Generatoren zu Spitzenzeiten	Batteriebanken, Schwungräder, Superkondensatoren, Druck-Luftspeicher
steuerbare Lasten	Regelung der Last zur Minimierung der Störungen im Netz und Maximierung der Kundenpräferenz.	HVAC-Systeme, PHEV, PEV, Geschäfts- und Wohnbauten
kritische Lasten	<ul style="list-style-type: none"> <li>– dienen als Grundlast mit hoher Priorität</li> <li>– benötigen Netzqualitätsunterstützung für die kritischen Lasten</li> </ul>	Schulen, Krankenhäuser
Netzverknüpfungspunkt	Umschaltung zwischen Inselnetz- und Netzparallelbetrieb	Schütz, Leistungsschalter

### **3.3 Funktions-Ebene – Funktionalitäten von Microgrids**

Funktionalitäten sind im hohen Maße von den Betriebsweisen und Zuständen von MGs abhängig. Mit der Festlegung von Anwendungsfällen, Anforderungen und Funktionen (Use-Cases) innerhalb von Anwendungsszenarien bilden sich Funktionsblöcke als Unterfunktionen (Aktivitäten) heraus, die über bilaterale Schnittstellen mit der „Außenwelt“ agieren. Diese existieren nicht spezifisch der Anwendung, sondern kombinieren sich nach Notwendigkeit in verschiedenen Anwendungsszenarien. Dabei sind Überwachungsfunktionen von Steuerungsfunktionen zu unterscheiden (siehe Tabelle 3-3).

**Tabelle 3-3: Einteilung der Funktionen mit allgemeinen Beispielen**

<b>Überwachungsfunktionen</b>	<b>Steuerungsfunktionen</b>
– Messung von Netzzuständen und Netzqualität	– dynamische Anpassung der Netztopologie
– Messung Erzeugung und Last	– direkte Spannungssteuerung
– Prognose Erzeugung und Last	– Blindleistungssteuerung
– Bereitstellung von Netzdaten	– Blindleistungsbereitstellung
– Monitoring der Betriebsmittel	– dynamische Parametrierung von Schutzeinrichtungen
– Netzzustandsschätzung (State Estimation)	– Wirkleistungssteuerung (Verschiebung von Last und Erzeugung, Notreduktion der Erzeuger)

Ausgehend von den Ansätzen aus [39] werden folgend beispielhafte, wichtige Funktionen für die Funktions-Ebene herausgearbeitet. Einen Gesamtüberblick zu den Use-Cases der IEC enthält [43]. Folgende Aufzählung erfolgt in Anlehnung an [39]

#### **Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage auf unterschiedlichen Zeitskalen**

- Zuverlässige und effiziente Leistung eines MG basiert auf den zentralen Aufgaben Lastverteilung und Leistungsstabilisierung.
- Dabei behandelt das Szenario neben dem stetigen Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Last die elektrische Stabilität durch Spannungs- und Frequenzregelung.
- Dazu nutzt der Microgrid-Operator (MG-O) neben prognostizierten Informationen und Statusberichten der Erzeugungs-, Last- und Speichersysteme Echtzeit-Messungen, um Prognose und Ist-Zustand im Rahmen von definierten Differenzbändern zu genügen.

#### **Prognose auf verschiedenen Zeitskalen**

- Um das mögliche Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch vorauszusagen, sind kurz-, mittel- und langfristige Vorhersagen der Erzeuger- und Verbraucherseite nötig.
- Dazu zählen ebenfalls Wettervorhersagen und typische vergangene Lastprofile.

- Mit Hilfe zusätzlicher Applikationen ermittelt der MG-O/MG-CC die Erzeugungsprognose und Lastprognose.

### **Überwachung und Datenerfassung**

Ein komplexes Monitoring-Tool ist für einen effizienten MG-Einsatz wichtig. Dabei sind folgende Aspekte zu beachten:

- Datenerhebung (Messdaten verschiedener Zeitskalen, Prognose und Regeldaten),
- Bereitstellung einer grafischen Datenpräsentation,
- Datenerfassung (als Kollation zwischen historischen und aktuellen Daten),
- Datenpunkte sowie Zeithorizonte der Erfassung, Einteilung nach zeitkritischen Werten und Abtastraten, Schwellenwerte für die Erfassung,
- Optimierte Datenerfassung (Kompromiss zwischen Präzision und Datenmenge),
- Erstellung eines Datenmanagementtools zur Transformation, Analyse und Speicherung (Datenbank) von einer Vielzahl an Echtzeit-, historischen, statistischen und dynamischen Betriebsdaten. Es klassifiziert, korreliert und filtert prozessüberwachende Daten und liefert Zustandsinformationen des MG. Dies bedeutet die Koordination, Manipulation und Interpretation einer Vielzahl an Datenpunkten zur Nutzung aller Ressourcen.

### **Lastflussoptimierung**

Der Anwendungsfall dient der Lastflussoptimierung bzw. intelligenten Verlustminimierung unter Beachtung folgender Aspekte:

- Spannungssteuerung des Netzes innerhalb der angegebenen Grenzen,
- Verlustreduktion durch Schiefasten mit Hilfe des Austauschs von belasteten mit unbelasteten Leitungen,
- Kontrolle der Wirk- und Blindleistung durch Flexibilität des Wirk- und Blindleistungsangebotes der DER und steuerbaren Lasten.

### **Umschalten Insel- und Netzparallelbetrieb**

Dieser Anwendungsfall besteht aus zwei Alternativen:

- Das MG schaltet aus dem Netzparallel- in den Inselbetrieb.
- Das MG schaltet aus dem Insel- in den Netzparallelbetrieb.

Dabei befasst sich dieses Szenario nicht mit der Ursache des Umschaltens, sondern lediglich mit dem Prozess des Schaltvorgangs.

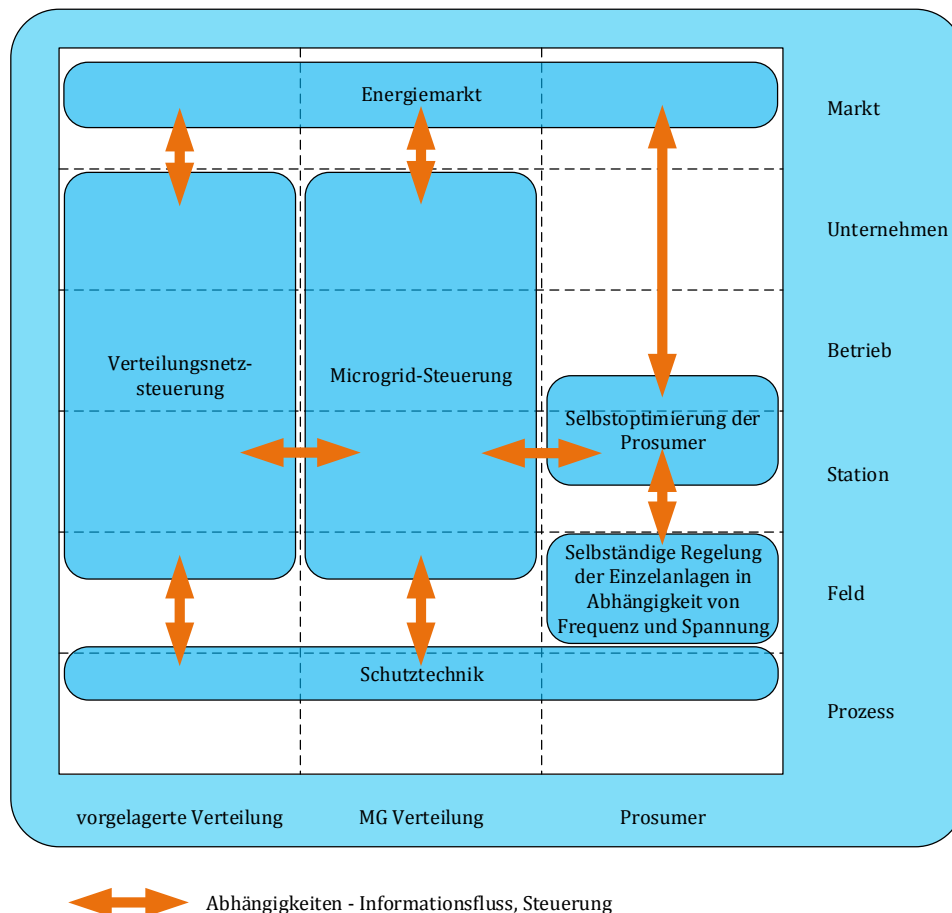


**Weitere wichtige Anwendungsfälle sind:**

- Schwarz-Start im Inselbetrieb,
- Demand Side Management (DSM) – Nachfragesteuerung,
- DSM – intelligenter Lastabwurf mit den Unterfunktionen Lastabwurf-Plan-Auswahl und Lastabwurf-Ausführung,
- Supply Side Management (SSM) – Angebotssteuerung,
- SSM mit Verbesserung der Leistungsqualität,
- SSM mit Blindleistungskompensation, Wirkleistungs-Spannungs-Regelung und Blindleistungs-Spannungs-Regelung,
- SSM mit Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung,
- Autokonfiguration.

Abhängig dieser Use-Cases bildet [39] Funktionsblöcke mit Zuordnung zu einzelnen Domänen und Zonen (siehe Abbildung 3-9).

Ausgehend einer grundlegenden funktionalen domänenabhängigen Einordnung der Aufgaben und Funktionen von Komponenten in MGs, kann eine Spezifizierung der Teilaufgaben im Einklang mit dem MGAM herausgearbeitet werden (siehe Abbildung 3-11).



**Abbildung 3-9: Grundlegende Verteilung der Funktionen in Anlehnung an [5]**

Die Interaktionen zwischen den Domänen- und Funktionsgruppen bedeuten einen Austausch von Informationen und angelehnten Funktionen, die durch den Datentransfer in den nächsten beiden folgenden Ebenen des MGAM beschrieben werden. Dazu sind die Steuerungshierarchien für ein Beispiel-Use-Case in Abbildung 3-10 zusammengestellt. Die Abbildung 3-10 beschreibt die Eingriffe und Funktionen mit Einfluss auf die Komponenten oder Komponentengruppen des MGAM in Bezug auf die Funktion *Prognose auf verschiedenen Zeitskalen*. In Anlehnung an diese Zuordnung lassen sich die Funktionen entsprechenden Komponenten zuweisen.

In Anlehnung an die Abbildung 3-5, als Grundlage der folgenden Visualisierung (siehe Abbildung 3-11), können die Use-Cases und Funktionsgruppen den entsprechenden Komponenten, Zonen und Domänen zugeordnet werden. Diese Darstellung ist für alle Funktionen und Anwendungsfälle kongruent.

Das Diagramm zeigt die hierarchische Struktur der Energieverteilung in sechs horizontalen Ebenen, die durch gestrichelte Linien getrennt sind:

- Markt:** Enthält den 'Wetterdienst' und die 'Wetterprognose' (blau hervorgehoben).
- Unternehmen:** Enthält das 'ERP System 3' (blau hervorgehoben) und ein 'Kommunikations-Netzwerk'.
- Betrieb:** Enthält das 'OG-CC' (Operationen-Geschäftszentrum), ein zentrales 'Kommunikations-Netzwerk' mit der ID '1, 2, 4, 5, 6, 7, 8' (blau hervorgehoben), ein weiteres 'Kommunikations-Netzwerk' und das 'BEMS' (Betriebsenergiemanagementsystem) mit der ID '6, 8' (blau hervorgehoben).
- Station:** Enthält einen 'Unterspannungs-knoten' und einen 'Aggregations-knoten' mit der ID '6, 8' (blau hervorgehoben).
- Feld:** Enthält eine Reihe von Komponenten: 'NS/MS Schalter-Controller', 'Mess-geräte', 'Steuerungseinheit', 'Steuerung DER' (Distributed Energy Resource), 'Steuerung Speicher' und 'Steuerung Last'.
- Prozess:** Die unterste Ebene, die die physische Energieverteilung darstellt. Sie beginnt mit einer 'vorgelagerte Verteilung' (MS/MS), gefolgt von einer 'MG Verteilung' (NS/MS) und schließlich der 'Prosumer'-Ebene mit den Elementen 'G' (Generator), 'S' (Speicher) und 'L' (Last).

Die Ebenen sind rechts neben dem Diagramm benannt: Markt, Unternehmen, Betrieb, Station, Feld, Prozess.

Dabei zeigt Tabelle 3-4 die Funktion der einzelnen Blöcke

**Tabelle 3-4: Index der Abbildung 3-11**

Nr.	Funktion
1	Wettervorhersage, Erzeugungs- und Lastkurven
2	Planung
3	Vertragsmanagement
4	Reservemanagement
5	MG offline Simulation
6	Einsatzplanung Erzeugung/Last
7	MG Betriebsoptimierung
8	Planung Datenerhebung DER

### **3.4 Informations-Ebene im Microgrid**

Basierend der 1948 veröffentlichten Informationstheorie „A Mathematical Theory of Communication“ von C. E. SHANNON definiert eine Information: *„[...]einen quantitativ bestimmbaren Wissenszuwachs durch Übermittlung von Zeichen in einem Kommunikationssystem“* [44]. Diese Arbeit bündelt die bis dato einzelnen Teilbereiche des Weges einer Information durch Quelle, Sender, Kanal, Empfänger und Informations-Senke inklusive der Quellen- und Kanalcodierung und -decodierung. In diesem Kapitel wird, ausgehend der Definition, die Semantik und die Syntax einer Information mittels der relevanten Normen und Standards beschrieben. Dabei wird nicht direkt auf die jeweilige Umsetzung eingegangen. Vielmehr steht die Theorie der Daten- und Informationsmodelle im Vordergrund. Innerhalb des OSI-Modells (Anlage A.6) beschreibt diese Ebene die Schichten sechs und sieben. Dabei ist die inhaltliche Trennung zur Kommunikations-Ebene trotz thematischer Kopplungen maßgeblich.

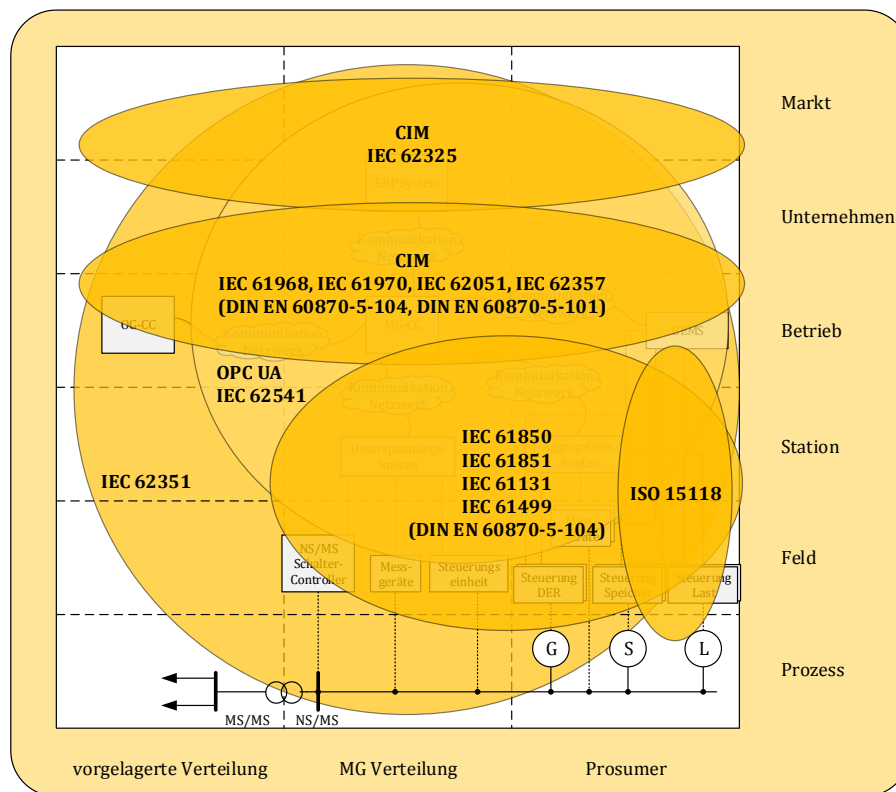
#### **3.4.1 Allgemein**

In Abhängigkeit der in Kapitel 2.4.2 eingeführten Eigenschaften von MGs lassen sich für die Entwicklung von IKT in MGs spezifische Design-Prinzipien ableiten. Diese generalisierten IKT- und Future-Internet- (FI) Prinzipien unterstützen die Entwickler bei der Priorisierung der IKT-Strukturen durch Abgrenzung der eigentlichen

Funktionsblöcke (Use-Cases). Zu diesen Anforderungen an die IKT zählen u. a. Flexibilität, Skalierbarkeit, Einfachheit und offene (standardisierte) Schnittstellen. Eine vollständige Auflistung der Anforderungen und Gestaltungsprinzipien von IKT-Systemen im Kontext von Smart-Energy wird in [39] im Kapitel 3 aufgeführt. Mit der Einführung der Ebenen-Struktur des MGAM ist der Aspekt des Datenaustauschs zwischen verschiedenen Schichten in der Informations-Ebene priorisiert. Der besondere Schwerpunkt der Schicht innerhalb des SGAM und MGAM ist die sinnvolle Darstellung und Lokalisierung der Datenmodelle, abstrakten Kommunikationsschnittstellen in Richtung der Kommunikations- und Funktions-Ebene sowie die Umsetzung der Logik und der Komponente unter Verwendung von Standards und Datenmodellen. Die Informations-Ebene soll die von den Unterfunktionen und Anwendungsfällen verwendeten Standards und Datenmodelle aufzeigen und entsprechend ihrer Lokalität in die Domänenstruktur einordnen. Dafür werden folgende Kern-Standards identifiziert [45]:

- IEC 62357                      Seamless Integration Reference Architecture (SIA)
- IEC 61970/61968          Common Information Model (CIM)/  
   Component Interface Specification (CIS)
- IEC 61850                      Substation Automation, Distributed Energy Ressources
- IEC 62351                      Security

Im Folgenden werden diese und weitere für die weiterführende Beschreibung der Informations-Ebene im MGAM in Abbildung 3-12 dargestellt.



**Abbildung 3-12: Beispiel: Informations-Ebene MGAM**

Aus der Abbildung 3-12 werden die Anordnungen der jeweiligen Standard-Familien und ihre Ausdehnung in der Domänen-Matrix-Struktur des MGAM ersichtlich. Darauf aufbauend werden mit Hilfe der Grundlage von Informationsmodellen spezifische Normen und Ihre Merkmale beschrieben.

### 3.4.2 Informationsmodelle und Datenmodelle für intelligente Netze

Ausgehend von [6] werden Informationsmodelle als eine abstrakte Beschreibung realer Objekte inklusive ihrer Attribute, Relationen und Verknüpfungen für bestimmte zugeordnete Anwendungen und Operationen definiert. Damit stellen sie eine Oberklasse der Datenmodelle dar, da keine spezifischen Objekte innerhalb der Datenmodelle vorliegen. Oft werden beide Begriffe als gegenseitiges Synonym verwendet und erfahren in der Fachwelt Akzeptanz für diesen Gebrauch. Analog der Erstellung eines spezifischen MG-Rahmenwerks werden für diese Modelle primär Funktionen (Use-Cases) herausgestellt und an die Soll-Bedingungen angepasst. In Abbildung 3-13 ist die Entwicklung eines Informationsmodells schematisch dargestellt. Sie visualisiert den Weg aus der Wirklichkeit in das Modell. Als Ergebnis der Modellierung entstehen sogenannte Referenz-Informationsmodelle (RIM) [46].

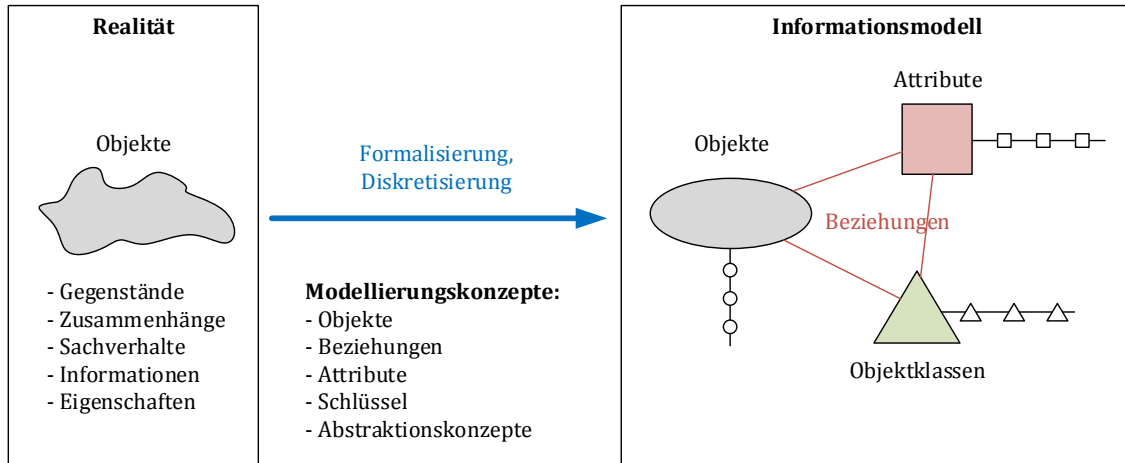


Abbildung 3-13: Informationsmodellierung in Anlehnung an [47]

Auf Basis der Abstraktion von Daten- und Informationsmodellen können 3 Konzepte definiert werden: vgl. [47]

- Die **Klassifikation** fasst Objekte mit gemeinsamen Eigenschaften zu neuen Mengen (Objekt) zusammen. Dies impliziert das Unterliegen von Instanzen und Objekten einer Klasse gleicher Attribute, Integritätsbedingungen und Operationen.
- Die **Aggregation** beinhaltet den Zusammenschluss potenziell unterschiedlicher Teilobjekte zu einer neuen Menge mittels des kartesischen Produktes.
- Die **Generalisierung** stellt die Teilmengenbeziehungen zwischen den Elementen unterschiedlicher Klassen dar, mit Hilfe der Bildung von Potenz- und Teilmengen sowie der Vererbung von Eigenschaften an Teilmengen.

Zur Durchführung einer Abstraktion zur Datenmodellierung ist die Definition der Informationen über die entsprechenden Objekte und ihren Beziehungen notwendig. Dabei müssen die Inhalte relevant, unterscheidbar, identifizierbar und selektiv beschreibbar sein [47]. Ausgehend dieser Beschreibung werden die standardisierten Datenmodelle für MGs abhängig ihrer Standardfamilie aufgeführt.

### 3.4.3 IEC 62357 als Grundlage des Informationsaustauschs im Microgrid

Mit der Arbeit an der [26] gliedert das Technische Komitee (TC) 57 die im vorhergehenden Kapitel aufgeführten Standards als Bestandteile seiner Referenz-Architektur. In Anlehnung an Abbildung 3-14 präzisiert die Arbeitsgruppe die jeweiligen

Datenmodelle inklusive ihrer generischen<sup>9</sup> Schnittstellen. Damit konzentriert sich das TC 57 mit seinem Konzept auf die bestehenden und ausstehenden IEC Standards mit Fokus auf Integration der Kommunikationslösungen, Sicherheit und Datenmanagement. Abgeleitet vom Namen des Rahmenwerks „seamless“ wird eine „[...] nahtlose Integration der Kommunikation über diverse Systeme hinweg [...]“ [23] angestrebt.

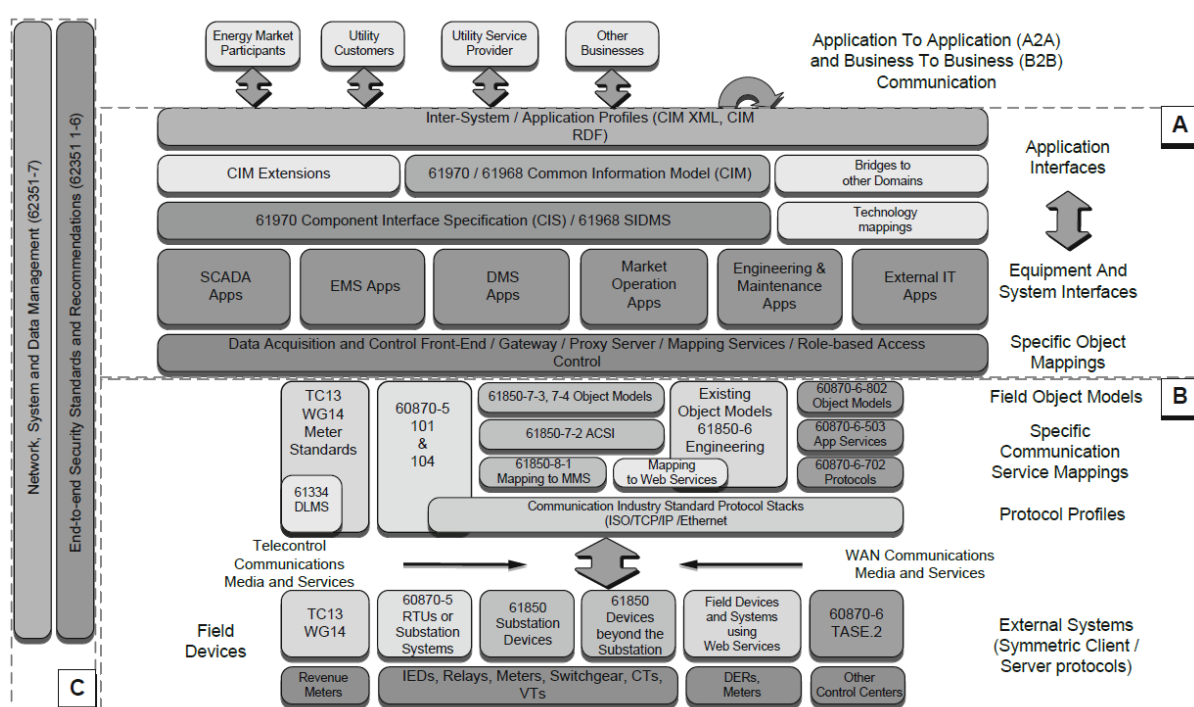


Abbildung 3-14: Übersicht IEC 62357 – Seamless Integration Architecture [23]

Die SIA beansprucht keine Vollständigkeit und versteht sich nicht als Anleitung zur definierten Integration von IKT, sondern dient der Planung und Umsetzung als Rahmenwerk mit entsprechenden Freiheitsgraden. Anfänglich diente die SIA der Strukturierung und Klassifikation von Standards im Rahmen von intelligenten IKT-Infrastrukturen sowie der Offenlegung von Harmonisierungsnotwendigkeiten bei Schnittstellen [23]. Die in Abbildung 3-14 aufgeführte veraltete DIN EN 60870-Familie [48] ist darüber hinaus lediglich der Vollständigkeit halber abgebildet und wird durch aktuelle Bemühungen in der Anpassung langfristig durch die IEC 61850 abgelöst. Im

<sup>9</sup>„[...] allgemein eine Kennzeichnung für Begriffe, die über ihren konkreten Inhalt hinaus allgemeine Bedeutung besitzen. In modernen Programmiersprachen versteht man z. B. unter generischen Funktionen oder Operatoren solche, die unabhängig vom verwendeten Datentyp immer dieselbe Aufgabe ausüben. Der Additionsoperator (+) ist beispielsweise dann generisch, wenn er nicht nur Zahlen addiert, sondern auch Textelemente verkettet, Bilder zusammenfügt etc.“ [106]



Allgemeinen greift die SIA als Referenzarchitektur auf folgende Funktionen eines MG zu [23] (Auszug):

- Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA), Netzbetrieb und Energiemanagement,
- Kommunikation zu den Betriebsdomänen,
- Messdaten- und Datenerhebung, Datenarchivierung und Datenverwaltung,
- Schutz-, Überwachungs- und Kontrollfunktionen,
- Einsatzplanung, Optimierung und Automatisierung.

Mit der Einteilung in die Bereiche A bis C definiert die SIA folgende Blöcke (siehe Tabelle 3-5 in Bezug auf Abbildung 3-14):

**Tabelle 3-5: Bereichseinteilung der "Seamless Integration Architecture"**

Bereich/Block	Beschreibung
A „Integration von Geschäftspartnern und Anwendungen“	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Primären Standards zur Geschäftsintegration, Anwendungen und Datenmodelle</li> <li>– Voraussetzung: hoher Abstraktionsgrad</li> <li>– Beinhaltet das „Common Information Model“ (CIM) aus [24], welches sich über mehrere Ebenen erstreckt</li> </ul>
B „Integration von Energiesystemen“	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Enthält Standards der technischen Kommunikation von Komponenten im Feld</li> <li>– Erfolgt Separation in „Säulen“ für die Darstellung unterschiedlicher Endgeräte</li> <li>– Hauptsächlich findet die IEC 61850 Anwendung</li> </ul>
C „Sicherheit und Datenmanagement“	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Bereich sortiert sich senkrecht zu den Blöcken A und B, um einen durchgängigen, sicheren Informationsaustausch zu veranschaulichen (End-to-End Security, IEC 62351)</li> </ul>

Diese Einteilung eröffnet separate Bereiche der Normungs- und Standardisierungsaufgaben. Folgend werden wichtige Standards zur Datenmodellierung beschrieben.

### 3.4.4 IEC 61968/61970 Common Information Model

Das in der Mitte der 1990er Jahre entwickelte „Common Information Model“ (CIM) stellt die Grundlage der IEC 61968 und IEC 61970 Standardfamilien dar und wurde vom „Electric Power Research Institut“ 1996 an die IEC zur weiteren Bearbeitung übergeben. Primär, durch das TC 57 in den Workgroups (WG) 13 und 14 bearbeitete Inhalte, wie EMS Applikationen und Schnittstellen, Systemschnittstellen für das Verteilnetzmanagement, werden unter dem Titel: „Datenmodelle, Schnittstellen und Informationsaustausch für Planung und Betrieb von Energieversorgungssystemen“ eine Zeitaufwands- und Kostenreduktion/-minimierung im Bereich der EMS-Anwendungsintegration mittels des CIM angestrebt [23] und eine Modularisierung der Systemkomponenten mit entsprechender Markttöffnung für Hersteller provoziert. Mit der Entwicklung von technologieunabhängigen Schnittstellenstandards folgen die Forderung einer gemeinsamen Informationssemantik und die Ausarbeitung eines einheitlichen (gemeinsamen) Informationsmodellkonzeptes [23]. Eine Auflistung der Unterstandards der Standardfamilien des CIM ist in [23] ab Seite 196 aufgeführt. Einen Überblick und Auszug bietet Abbildung 3-15.

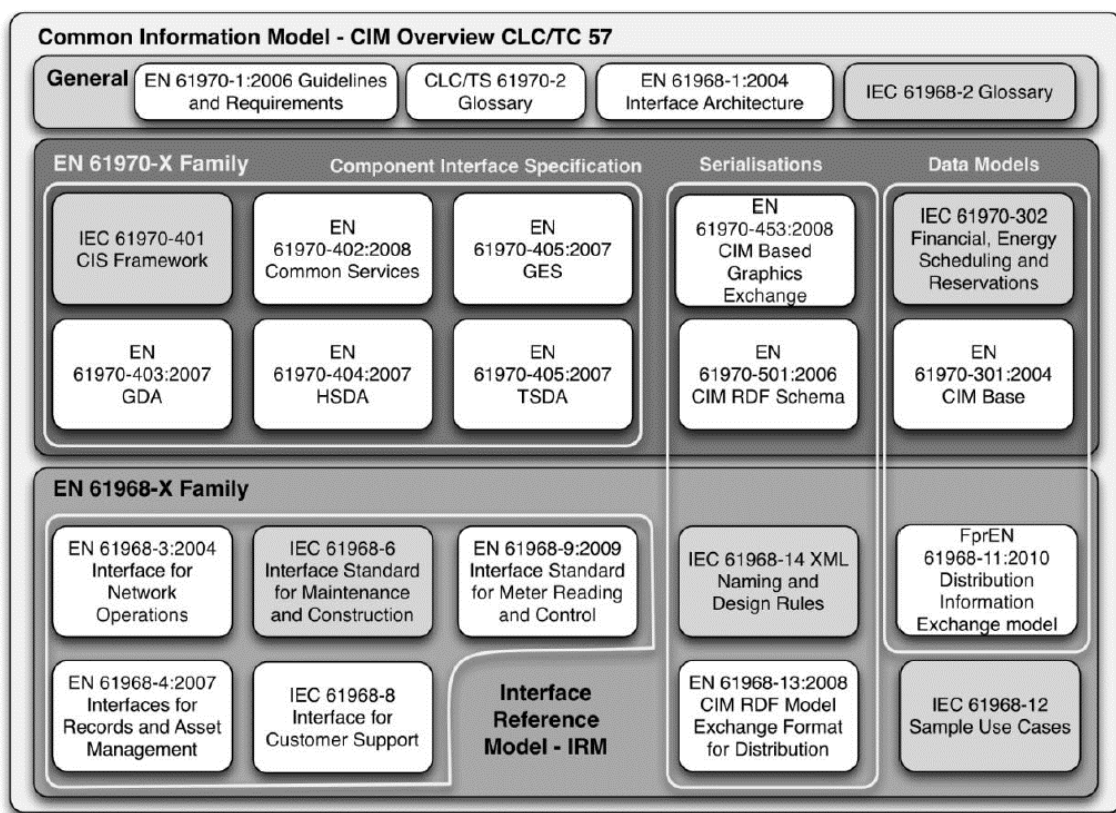


Abbildung 3-15: Übersicht IEC 61968/61970 [49]

Neben den Anstrengungen am CIM werden von der TC 57 innerhalb dieser Standardfamilien zwei weitere Schnittstellenstandards erarbeitet. Zur Definition technologieunabhängiger Schnittstellen für spezifische Objektklassen existiert das „Generic Interface Definition“ (GID) sowie eine XML-basierte nachrichten- und funktionsspezifizierte Schnittstelle „System Interfaces for Distribution Management“ (SIDMS). Ausgehend dieser Standardisierungstätigkeiten bestehen drei elementare Anwendungen für das CIM [50]:

- Austausch von Topologiedaten,
- Kopplung von Systemen,
- XML-basierter Nachrichtenaustausch mit CIM-Semantik.

Dabei definiert das CIM keine reale, festgelegte Umsetzung von Datenbanksystemen, sondern dient auf der Schnittstellenebene der Integration von Datenmodellen. Diese Integrationsansätze bilden zum Makroumfeld ein einheitliches Interface, während im Mikroumfeld (interne Datenorganisation) keine Festlegung mit unendlichem Freiheitsgrad erfolgt. Diese freie Umgebung ist begrenzt durch die Vorgabe der Kompatibilität der Datenwandlung an den Grenzen der internen Organisationsstruktur [50].

Zusammenfassend kann das CIM als plattformunabhängige, formale, definierte und abstrakte Darstellungs- und Definitionsform von Objekten und Objektbeziehungen der elektrischen Energieversorgung verstanden werden. Dazu zählen sowohl physische (Leistungsschalter) als auch abstrakte Objekte (Messwerte) vgl. [50].

### **3.4.5 IEC 61850**

Durch die kontinuierlich wachsende Durchdringung von kommunikationsfähigen Anlagen in der Elektroenergieversorgung und die Restriktionen bisheriger Normen, initiiert das TC 57 im Jahr 1995 das Standardisierungsprojekt IEC 61850. Nach einer Entwicklungszeit von zehn Jahren ist Anfang 2005 die Normenreihe IEC 61850 mit insgesamt 14 Teilen freigegeben worden. Mit dem vorläufigen Fokus auf Schutzanwendungen und Automatisierung in Schaltanlagen entfaltet sie sich zur bedeutendsten Normenfamilie für den Informationsaustausch in der elektrischen Energietechnik [50]. Aufgabenmehrungen der Schaltanlagen wie Lastflusssteuerung, Informationsgenerierung (Messwerte, Statusinformationen) sowie Fernzugriff (Schaltbefehle, Parameter) schaffen eine Kompetenzerweiterung und bedingen den Ausbau der IKT in den Schaltanlagen. Mit erhöhter Durchdringung sog. IEDs stieg die

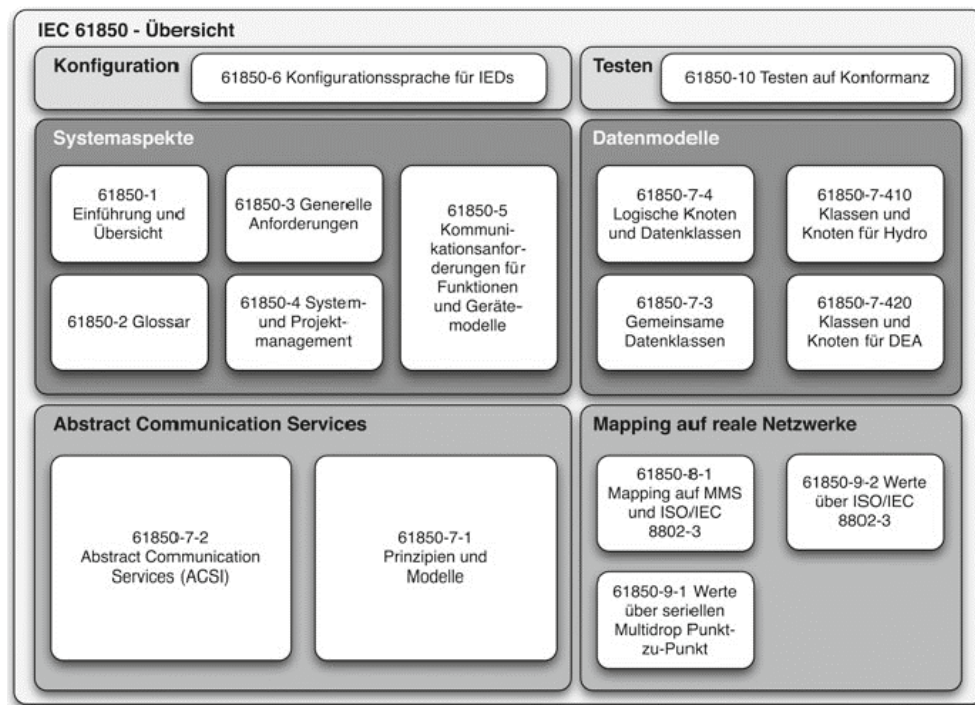
Anforderung der bisherigen IKT-Systeme zu einem domänenübergreifenden Profil (Prozess, Feld, Station, siehe Abbildung 3-12). Die Erarbeitung der IEC 61850 zielt auf die Reduzierung von bis dato vielzähligen firmenspezifischen Kommunikationslösungen zu einer einheitlichen Norm und damit auf die Kommunikationsinteroperabilität intelligenter elektronischer Geräte. Die Neuerung der IEC 61850 besteht in der Vielfalt des Inhalts der Information. Während bisher Messwerte und Signale abgebildet und übertragen wurden, ist in Erweiterung bspw. der Strom einer spezifischen Phase in einer Stern-Punkt-Schaltung repräsentierbar [50]. Ursprüngliches Einsatzgebiet der Norm waren die Hochspannungsnetze. Aufgrund herstellerunterschiedlicher Kommunikationslösungen der Mittel- und Niederspannungsnetze findet die Implementierung aktuell in diesen Netzen den Verzug.

Innerhalb der Normenreihe IEC 61850 werden vier unabhängige, aufeinander aufbauende Hauptkriterien beschrieben [50]:

- genormte Informationen (Datenmodelle IEC 61850-7-3/-7-4),
- genormte Dienste (IEC 61850-7-2),
- genormte Netzwerke für den Nachrichtenaustausch (IEC 61850-8-1/-9-1/-9-2),
- genormte Konfiguration zur vollständigen Beschreibung eines Gerätes (XML IEC 61850-6).

Eine Übersicht über die Kriterien erstellt Abbildung 3-16.

In den aktuellen Bemühungen im Umfeld der IEC 61850 spielt die Domänenerweiterung auf die Zonen des Betriebes und der Unternehmen, inklusive einer netzleitetechnischen Anbindung eine wesentliche Rolle. Bei Erfüllung der Gesamtanforderungen übernimmt die IEC 61850 eine der vollumfänglichsten Normenfamilien der IEC. In Deutschland ist diese in die nationale Normung als DIN EN-Norm überführt worden. In [50] ab Seite 52 findet eine tabellarische Zusammenfassung der Normenteile detailliert statt.



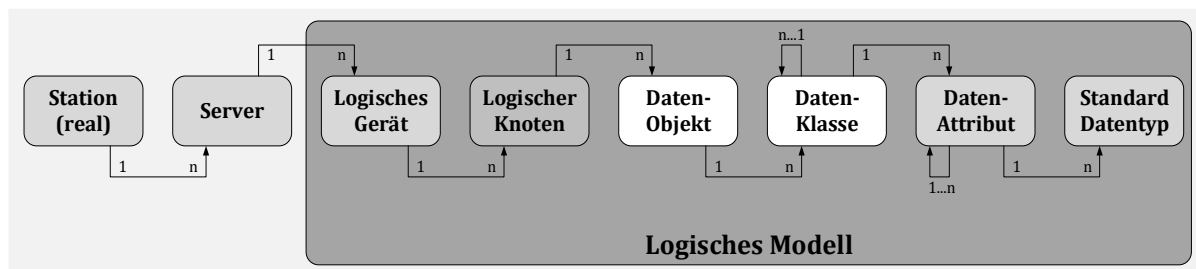
**Abbildung 3-16: Übersicht IEC 61850 [23]**

Automatisierungssysteme besitzen seit ihrer Entwicklung und Umsetzung um 1785 [51] die definierten Basisfunktionen Schützen, Steuern und Überwachen. Aufgrund des technischen Fortschritts und der technischen Entwicklung ergibt sich kein neues Aufgabenfeld der Automatisierungssysteme, sondern vielmehr eine Differenzierung in Teilaufgaben und -funktionen. Dabei übernimmt die IEC 61850 die Spezifizierung dieser Funktionen und die Aufschlüsselung in Informationsmodelle die in Schaltanlagen bestehen. Dazu zählen [50]:

- Schutzfunktionen,
- Lokale Steuerung und Überwachung,
- Fernsteuerung und -überwachung,
- Strom- und Spannungswandler,
- Transformatorüberwachung,
- Zähler für Energieabrechnung,
- Mess-, Registrier- und Kompensationstechnik und
- Online-Diagnose.

Allgemeine Anforderungen an entsprechende Normen bestehen vor allem in den Attributen Interoperabilität, Konfigurationsfreiheit, Langzeitstabilität, Globalität und Mehrfach-Versorgungsunternehmen (Multi-Utility). Spezifische Anforderungen bestimmter Schaltanlagen und spezielle Kommunikationsforderungen, wie kurze

Übertragungszeiten, können die allgemeinen Anforderungen ergänzen. Abgeleitet aus diesem Profil definiert die IEC 61850 eine Vielzahl an unterscheidbaren Interfaces mit jedoch einheitlichen Datenmodellen. Hauptaugenmerk liegt auf der selbstständigen Beschreibung von Systemkomponenten, abhängig ihrer Attribute und Parameter, zu einheitlichen Datensätzen. Dafür werden die Geräte entsprechend ihrer Kennung und ihres Typs in logische Geräteklassen geordnet. Diese erhalten, abhängig der Teilfunktionen, logische Knoten, die sich in Datenobjekten (hauptsächlich die Prozessinformationen) widerspiegeln. Dabei werden lediglich nötige Ein- und Ausgabeparameter einer Funktion beschrieben und nicht der Funktionsalgorithmus selbst. Eine Ausnahme bilden triviale (Anwendungs-) Funktionen mit direkter Beziehung zur Kommunikation. Diese sind in den entsprechenden Datenmodellen hinterlegt (bspw. Substitution nach Freigabe, Rücksetzen, Informationssperren) [50] (siehe Abbildung 3-17).



**Abbildung 3-17: Hierarchie Datenmodell IEC 61850 in Anlehnung an [52]**

Daraus lässt sich nach Definition eines logischen Gerätes (z. B. Schaltanlage) ein logischer Knoten wie folgt aufbauen (siehe Abbildung 3-18).

Dieses Informationsmodell findet in den einzelnen Teilen der IEC 61850 Anwendung, sodass derzeit ca. 275 logische Knoten und 2000 Datenobjekte für spezifische IEDs innerhalb der Normenreihe bestehen [50]. Eine Liste an definierten logischen Knoten und Daten-Objekte einzelner Komponententypen werden in [53] detailliert aufgeführt.

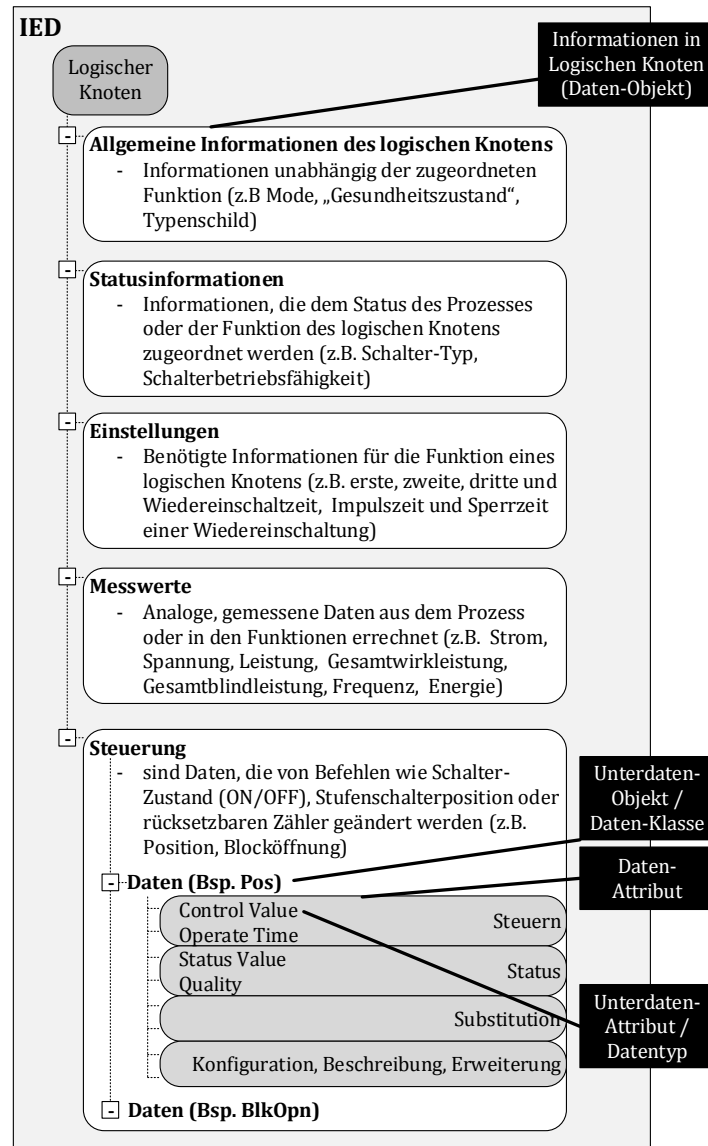
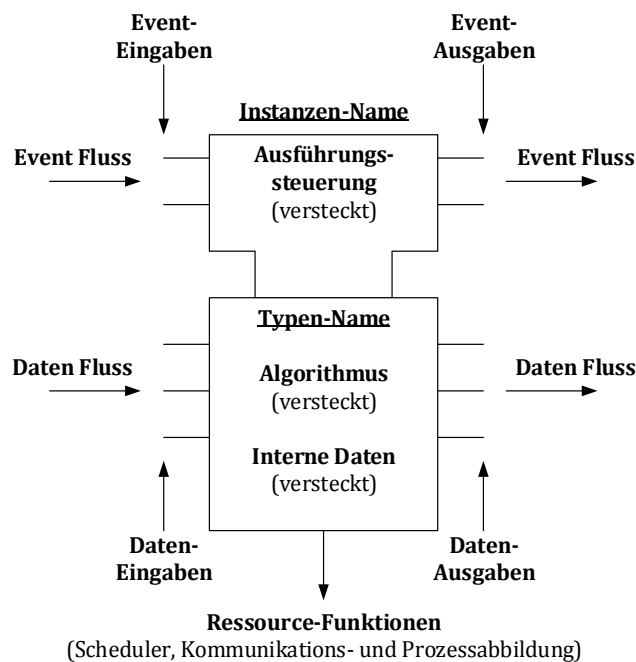


Abbildung 3-18: Aufbau eines logischen Knotens in Anlehnung an [50]

### 3.4.6 IEC 61499 Funktionsbausteine verteilter Automatisierungssysteme

Durch die wachsende Komplexität von Automatisierungs- und Steuerungsanwendungen durch neue Applikationen, zunehmende Hardware, Plattformen und Netzwerke ist ein neuer Ansatz zur Entwicklung moderner Applikationen nötig. Mit der objekt-orientierten Herangehensweise der IEC 61499 werden die Ansätze der IEC 61131 und der IEC 61804 kombiniert [54]. Die Verwendung von Use-Cases zur Darstellung der Funktionen in elektronischen Geräten (IEDs), wie in Kapitel 3.4.5 beschrieben, wurde ursprünglich zur Erstellung von Anwendungsprogrammen in der Programmierung von speicherprogrammierbaren Steuerungen (SPS) in der IEC 61131 als Standard definiert. Durch das Fehlen von festgelegten Interfaces innerhalb dieser Norm sind Zusammenschlüsse von verteilten Steuerungen bislang nicht möglich und endeten in

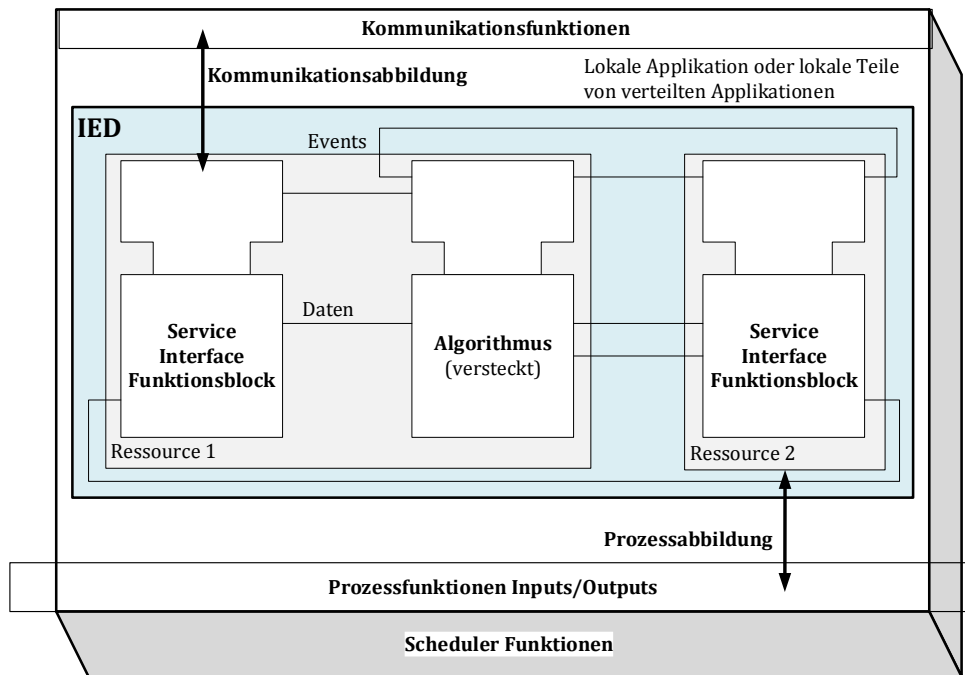
speziellen Lösungen mit hohem Zeitaufwand und großer Fehleranfälligkeit. Mit der IEC 61499 als semi-formales Modell spezifizieren die Gremien (TC/SC 65B) die Verteilung von Applikationen auf mehrere steuerbare Endgeräte, die über Bussysteme kommunikativ über das Austauschformat XML verbunden sind [7]. Eine der wichtigsten Modifikationen ist der Austausch von Daten und Ereignissen (nicht nur Daten) zwischen Funktionsbausteinen (siehe Abbildung 3-19).



**Abbildung 3-19: Darstellung eines Funktionsblockes nach IEC 61499 in Anlehnung an [7]**

Kontrolliert werden diese durch Scheduler (Terminplanung). Jede Ressource, eine strukturbasierte Verknüpfung von Funktionsbausteinen, besitzt einen spezifischen Scheduler. Als Obergruppe einer oder mehrerer Ressourcen steht das IED mit Kommunikations- und Prozessschnittstellen [54]. Die Abbildung 3-20 zeigt ein Schema der beschriebenen Konstellation.





**Abbildung 3-20: Darstellung eines IED in der IEC 61499 in Anlehnung an [54]**

Dieser Übergriff von Funktionsblöcken auf unterschiedliche Ressourcen ist ebenfalls zwischen den Geräten definiert. Dabei können mehrere Funktionsblöcke eine Applikation bilden. Damit beschreibt die IEC 61499 ein Modell interoperabler Funktionen und Funktionsblöcke ohne Konkretisierung des Datenmodells und der Kommunikationslösung [7].

### 3.4.7 Harmonisierung der relevanten Normen eines Intelligenten Netzes

Die Vereinbarkeit von Datenmodellen ist eine Kombination aus der Harmonisierung der semantischen Modelle und der Schaffung von Beziehungen zwischen den verschiedenen Darstellungen, so dass es möglich wird, eine eindeutige Objektdarstellung eines Standards einem anderen zuzuordnen. Dies ermöglicht Interoperabilität sowie den verlust- und schadenfreien Austausch von Informationen.

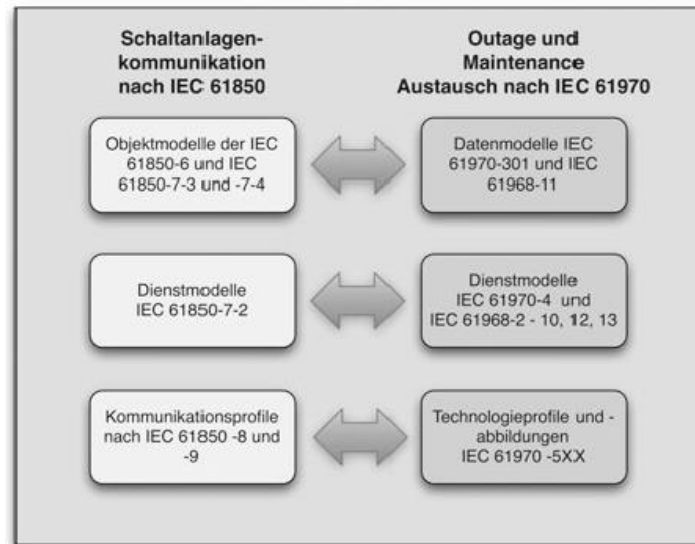
Heutige Systeme besitzen eine Reihe von Adaptern und Datenstrukturwandlern, um Informationen für angrenzende oder übergeordnete Systeme zu übersetzen. Aufgrund der parallelen Entwicklung von Datenmodellen und Schnittstellenreferenzen in den einzelnen Normenfamilien (IEC 61850, IEC 61970/61968 (CIM) und IEC 61499) durch unterschiedliche Arbeitsgruppen innerhalb bestimmter Aufgaben und Domänengruppen bestehen an den Grenzen dieser Normenfamilie Differenzen. Während das sog. CIM die Nachbildung der Übertragung, Verteilung und Erzeugung elektrischer Energie als Objektmodelle und Elemente zur Netzmodellierung und zum Netzbetrieb zur

standardisierten Beschreibung und Definition von Applikationsschnittstellen fokussiert, beschreibt die IEC 61850 die Konfiguration und Kommunikation von Sekundärgeräten und Schaltanlagen. Entkoppelt dieser beiden Normen standardisiert die IEC 61499 die (übergreifenden) Applikationen und Funktionen in den Geräten selbst, mit Funktionsblöcken und Schnittstellen zu verteilten Steuerungen. Bereits diese Separierung der einzelnen Ziele der Standards führt zur notwendigen Harmonisierung [23].

Innerhalb der CIM- und IEC 61850-Normenfamilien sind die grundsätzlichen Anforderungen für das zukünftige Energieinformationsnetz definiert. Mit der Kombination aus Automatisierung und IKT (siehe SIA Kapitel 3.4.3) ist bei realer Umsetzung eine Anpassung und Harmonisierung nötig. Dabei werden drei Varianten unterschieden [7]:

- Harmonisierung der semantischen Modelle: Eine Herstellung von Assoziationen zwischen den Normenfamilien ist herzustellen mit entsprechenden Unified Modeling Language (UML)-Modellanpassungen. Mit der Beziehungsidentifikation beider Datenmodelle ist für die Modellierung Web Ontology Language (OWL) zu verwenden. Darüber hinaus ist eine Erweiterung des CIM-Modells um die Attribute Name, Qualität, Skalierung, Einheit und Beschreibung aus den kongruenten Daten der IEC 61850 vorzusehen.
- Harmonisierung der Konfigurationsmodelle: Die Abbildung von Schaltanlagen erfolgt im SCD-Format (Substation Automation System Description), eine Netztopologiedarstellung mit Hilfe von CIM/XML in einem Single-Line-Diagramm. Bei Konvertierung zwischen den Modellen ist eine Umwandlung der Daten mittels OWL durchzuführen.
- Harmonisierung der Laufzeitdaten: Einheitliche Zeitvorgabe mit Datenkonvertierung mittels GID, ASCII und OPC UA sind für zeitkonforme Datenaggregationen notwendig.

Vor allem nach Festlegung der zu vergleichenden Datenmodellobjekte kann eine wie oben vorgesehene Konvertierung zwischen den Datenmodellen erfolgen. Dabei geht es in erster Linie um das Beibehalten der bereits festgelegten Normen. Folgend sind in Abbildung 3-21 die harmonisierungswürdigen Standards gegenübergestellt. Darüber hinaus werden die analogen Konfigurationsinformationen paarweise dargestellt.



**Abbildung 3-21: Gegenüberstellung harmonisierungswürdiger analoger Standards [23]**

Bei der Betrachtung der verteilten Informationsmodelle (IEC 61850) und der verteilten Automatisierungsapplikationen (IEC 61499) wird die gegenseitige Ergänzung der beiden Normen sichtbar. Während die IEC 61850 kein interoperables Funktionen-Modell definiert, werden dafür Informationsmodelle, eine Konfigurationssprache und der Informationsaustausch beschrieben. Im Gegensatz dazu definiert die IEC 61499 das fehlende Modell für interoperable Funktionen, stellt jedoch keine reelle Lösung für den Informationsaustausch dar. In Kombination beider Normen werden Kriterien der dezentralen Automatisierung in Leitsystemen hinlänglich abgedeckt. Sie fördern die Entwicklung nachhaltiger, funktionaler, interoperabler und intelligenter Automatisierungskomponenten zukünftiger dezentralisierter Energiesysteme [7].

Zur Umsetzung der Kombination beider Normen werden die in Kapitel 3.4.5 eingeführten logischen Knoten durch Funktionsblöcke der IEC 61499 dargestellt. Diese setzen sich aus drei Hauptblöcken zusammen [7]:

- DataBase: Enthält die Daten und Dienste des modellierten logischen Knotens,
- ServiceInterpreter: entspricht Dienstaufrufe und Umsetzung der IEC 61850,
- Intelligence: Enthält die Logik für den Auswahlprozess und Informationsaustausch mit anderen logischen Knoten.

Grundsätzlich wird zwischen den Interoperabilitäten von Applikations- und Kommunikationsebene differenziert. Dabei besteht vor allem bei den Applikationen durch flexible Auslegungen von Standards und ihrer nicht-eindeutigen, komplexeren Beschreibungsmöglichkeiten eine Vielzahl zugeschnittener Lösungen. In diesem Zusammenhang stellt die Interoperabilität eine Regel zum Informationsaustausch, jedoch

keine hinreichende Bedingung für eine ausreichend harmonisierte Zusammenarbeit von Komponenten dar [7].

Ein Gesamtsystem ist lediglich bei konsistenter und stetiger Interoperabilität vollumfänglich funktionsfähig.

### 3.4.8 IEC 62541 – Der Weg zur OPC Unified Architecture (OPC UA)

Zeitgleich zur Revolution<sup>10</sup> des Energiesystems erfuhr die Automatisierungstechnik einen ähnlichen Entwicklungsprozess zu einheitlichen, kompatiblen und interoperablen Soft- und Hardwarestrukturen. Wiederverwendbare Softwarekomponenten, standardisierte Schnittstellen und ein geringer Kosten- und Zeitaufwand sind für die heutige Industrie maßgebend. Nach diesen Vorgaben entwickelte die OPC-Foundation einen bis dahin noch betriebssystemabhängigen Standard zum Echtzeitdatenzugriff unter dem Betriebssystem Microsoft Windows ® [5]. Damit ermöglicht OPC eine Automatisierung des Datentransfers zwischen verschiedenen Anlagenbereichen und kann für sämtliche Verfahren und Typen der Erfassung, der vertikalen und horizontalen Integration sowie Datenmanagement verwendet werden [55]. OPC stellt die Verbindung zwischen der Prozessvisualisierung in SCADA-Systemen und Steuerungen im Prozess sowie die Anbindung zu unterlagerten Steuerungs- und Automatisierungseinheiten.

Bisherige Anstrengungen der OPC-Foundation an Entwicklungsarbeiten zu neuen Standards lagen in den Bereichen [5]:

- Lesen, Schreiben und Überwachen von Prozessdaten (OPC Data Access),
- Zugriff auf gespeicherte und historische Daten (OPC Historical Data Access),
- Senden von Benachrichtigungen in Folge bestimmter Alarme oder Ereignisse (OPC Alarms and Events).

Darüber hinaus bestehen weitere Spezifikationen sowie eine unabhängige Web-Service-Kommunikation [5].

Als weltweit umgesetzter und etablierter Standard ergibt sich die Frage der Notwendigkeit einer Anpassung zu OPC UA. Mit den Erfahrungen der bisherigen Umsetzungen sowie Anregungen von Herstellern und Anwendern entstehen zehn

---

<sup>10</sup> Revolution versteht sich als nachhaltiger struktureller Wandel eines Systems bzw. mehrerer Systeme.

Motivationsfakten für die Weiterentwicklung von OPC zu OPC UA. Nachfolgend werden diese aus [55] zusammengestellt:

- Abkehr vom der Schnittstelle COM/ Protokoll DCOM,
- Restriktion von DCOM,
- Firewall übergreifende OPC-Kommunikation,
- Einsatz von OPC auf allen Betriebssystem-Plattformen,
- Leistungsfähige OPC-Kommunikation über Web Services,
- Einheitliches Datenmodell,
- Unterstützung komplexer Datenstrukturen,
- Prozessdatenkommunikation ohne Datenverlust,
- Höherer Schutz vor unautorisiertem Datenzugang,
- Unterstützung von Methodenaufrufen.

Eine detaillierte Beschreibung der Aufzählung ist in [55] enthalten.

Neben der Integration der klassischen OPC-Strukturen werden durch Befragung von Anwendern und Herstellern folgende Prinzipien und Hauptziele durch die OPC-Foundation in Tabelle 3-6 präzisiert.

**Tabelle 3-6: Hauptziele der OPC-Foundation [55]**

<b>Ziel</b>	<b>Beschreibung</b>
„Keep it simple“	Die Anwendung der UA-Technologie in Form von UA-Komponenten soll trotz der Vielzahl an funktionalen Anforderungen und Komplexität einfach sein.
„Evolution“ statt „Revolution“	Terminologie, Objektmodelle und die wesentlichen Kommunikationsprinzipien von Classic OPC sollten weiterbestehen; Investitionen in die Entwicklung von Classic OPC-Produkten sollen durch deren weitere Verwendbarkeit geschützt werden.
Plattformunabhängigkeit und Skalierbarkeit	nicht mehr DCOM als Technologiebasis, sondern eine Service-orientierte Architektur (SOA) für den Einsatz der OPC-Technologie auf der IT-Ebene oder in Embedded-Systemen
Zugriffsschutz	Schutz vor Spionage, Sabotage und Fehlern aufgrund von unachtsamen Verhaltens

<b>Ziel</b>	<b>Beschreibung</b>
Datensicherheit	robuste Architektur, zuverlässige Kommunikationsmechanismen, Redundanzkonzepte und weitere Maßnahmen zur Vermeidung von Datenverlusten
starke Performance	schlanker, leistungsfähiger Datentransport zur Erfüllung höchster Performanceanforderungen

---

Mit Hilfe der neuen Plattformunabhängigkeit und Skalierbarkeit ermöglicht OPC UA eine kostengünstigere Automationsintegration von Embedded-Feldgeräten und Prozesssteuerungen, die mit den Betriebssystemen embedded Linux, VxWorks oder QNX arbeiten [55]. Dabei kann OPC UA die Schnittstelle bestehender Automatisierung in der Prozess- und Feldebene und den leittechnischen Ebenen Betrieb und Unternehmen bilden. Durch standardisierte Datenmodelle bedarf es entsprechender Konvertierungsalgorithmen, die durch Harmonisierung vereinfacht werden können. Dabei gibt es keine Vorgaben der Örtlichkeiten durch die Verwendung der übergreifenden Firewall-OPC-Kommunikation. Die OPC-Bemühungen stehen in direkter Konkurrenz zur europäischen Normungsanstrengung.

### ***3.5 Kommunikations-Ebene im Microgrid***

#### **3.5.1 Allgemein**

Der Begriff IKT vereint die Teilgebiete Informationstechnik (Angewandte Informatik) und Kommunikationstechnik (Technische Informatik), die im allgemeinen Sprachgebrauch gleichgesetzt werden [56]. Während die Informations-Ebene einen Bezug auf die Schichten sechs und sieben des OSI-Modells herstellt, wird die Kommunikations-Ebene des MGAM durch die Schichten eins bis fünf beeinflusst. Diese eingeführte Teilung spiegelt ebenfalls die differenzierten Betrachtungen der IEC-Normen wider. So bildet ein Großteil der unter Kapitel 3.4 aufgeführten Normen das komplette OSI-Modell ab und somit auch die Kommunikations-Ebene des MGAM. Innerhalb der Informations-Ebene wurde primär das Datenmanagement in sog. Informationsmodellen veranschaulicht, während die Kommunikations-Ebene den physischen Datentransport (keine Hardware) und die dafür nötigen Protokolle beschreibt. Allgemein definiert die Kommunikation die Übertragung von Informationen. Dabei entsteht eine Vielzahl von Fragen hinsichtlich der Kommunikation [57]:

- Welche Übertragungstechnik wird verwendet?
- Welche Quellen und Senken sind zu verknüpfen?
- Welches Datenvolumen ist zu übertragen?
- Welche Verfügbarkeit wird benötigt?
- Welcher Schutzbedarf ist erforderlich?

Daraus ergeben sich Fragestellungen bzgl. der Systemtechnik, in die die Kommunikation integriert werden soll: [57]

- Welche Standards müssen erfüllt werden?
- Wie robust muss die Lösung gegen Störungen sein?
- Welche Kommunikationsprotokolle werden benötigt?
- Welche Erweiterungsmöglichkeiten der Infrastruktur bestehen?
- Wie ist die Kommunikationsanbindung?

Diese und weitere Fragen werden in den folgenden Unterkapiteln erörtert.

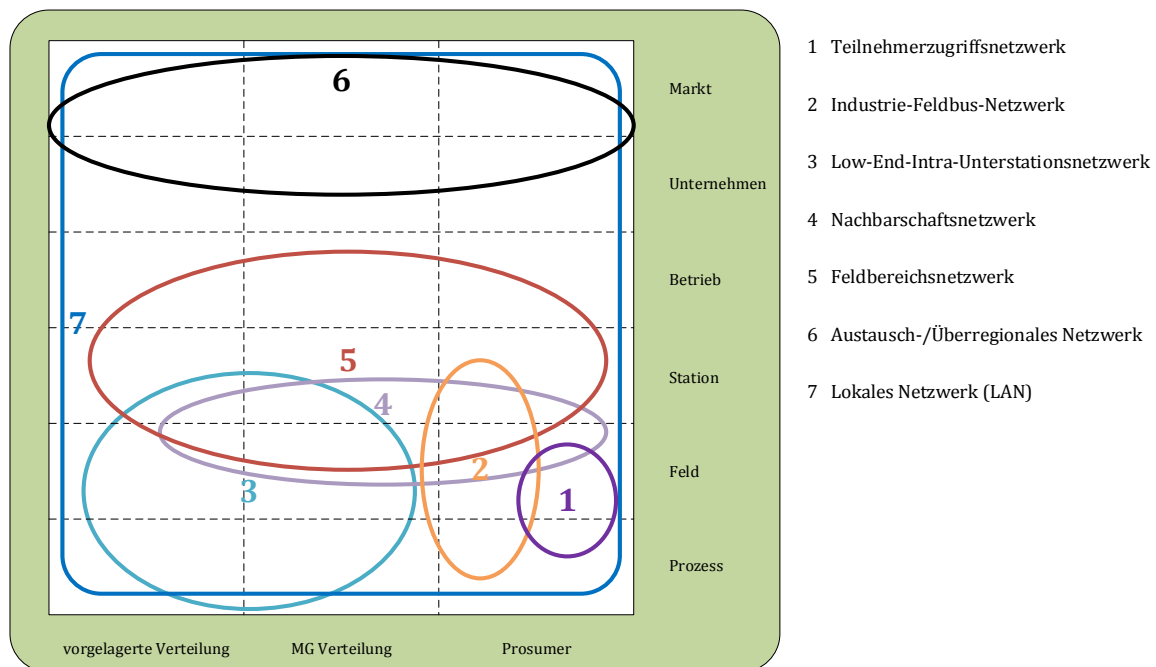
### 3.5.2 Kommunikationsnetze für Microgrids

Ein Kommunikationsnetzwerk ist ein Übertragungssystem für Informationen mit gemeinsamer Benutzung der Übertragungsmedien durch die angeschlossenen Geräte (Unicast-, Multicast- oder Broadcast-Kommunikation). Mit Hilfe einheitlicher Verkabelung, flexibler Anschlüsse von Endgeräten, Wartungsfreundlichkeit und Erweiterbarkeit entsteht ein Nutzen zur Kostensenkung, zu hoher Verfügbarkeit und ein gemeinsamer Nutzen von Daten [58]. Es stellt im Allgemeinen ein Transportsystem zwischen Menschen und Systemen für den Nachrichtenverkehr dar. Dabei stellt dieses die zur Kommunikation nötige Ende-zu-Ende-Verbindung zwischen den Endteilnehmern zur Verfügung [59]. In der Evolution der Kommunikationsnetze bildeten sich vielfältige Vermittlungsmethoden und Netzstrukturen heraus. Es entwickelten sich je nach Konzept firmenorientierte Netze (z. B. CN), dienstorientierte Mehrwertnetze (VAN) oder die protokollbasierenden IP-Netze [59].

Grundsätzlich lässt sich die Struktur von Kommunikationsnetzen nach den Eigenschaften **Reichweite**, **Topologie** und **Technologie** klassifizieren.

Eine Differenzierung hinsichtlich der **Reichweite** erfolgt in Control-Area Network (CAN), Personalbereichsnetz (PAN), lokale Netze (LAN), Stadtnetze (MAN) und Weitverkehrsnetze (WAN) [60, 61]. In einiger Literatur wird darüber hinaus eine weitere Klasse, das globale Netz (GAN) [59] eingeführt. Innerhalb dieser Gruppen sind weitere

Unterteilungen vorhanden. Aufgrund der lokalen Ausdehnung von MGs ist für PAN (10 m) und LAN ( $\leq 900$  m), aber auch kleinere MAN ( $\leq 60$  km) der optimale Einsatzbereich definiert. Mit Hilfe von [27] können für MGs folgende Netzwerke festgelegt werden (siehe Abbildung 3-22):



**Abbildung 3-22: Kommunikationsnetze für Microgrids**

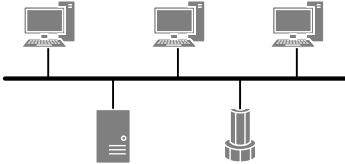
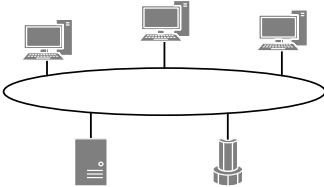
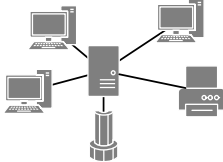
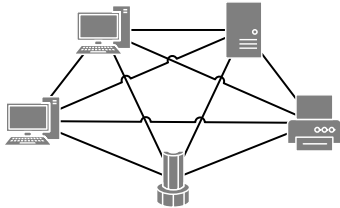
Eine Erläuterung der jeweiligen Teilnetze findet in [27], Kapitel 8.4.2 statt. Grundlage dieser Darstellung ist die Annahme der Vernetzung dieser Teilnetze des MG zur Gewährleistung einer sicheren Kommunikation aller Endgeräte mittels Netzwerkkomponenten wie Gateways und Firewalls. Dabei ist die Abgrenzung der Kommunikation durch entsprechende Dienste mit festgelegtem Informationsinhalt vorzunehmen, um Datenmissbrauch und Datenüberschuss zu vermeiden. Es bestehen zwei **topologische Strukturen** von Rechnernetzen. Die *Logische Topologie* beschreibt die Funktionsweise, die Umsetzung der Steuerung und gilt als Architektur des Rechnernetzes, während die *Physikalische Topologie* die konkreten Komponenten (Hardware, Software) und die Leitungstopologie eines Kommunikationsnetzwerks definiert. Dabei können beide Topologien unterschiedliche Strukturen aufweisen.

Vor der Formulierung einer **Topologie** ist grundsätzlich funktional zwischen dem Client-Server- und dem Peer-to-Peer-Ansatz zu unterscheiden. Dabei beschreibt der Client-Server-Ansatz die Möglichkeit der Verteilung von Aufgaben und Dienstleistungen innerhalb des Kommunikationsnetzwerkes. Einen zweiten Ansatz beschreibt der Peer-to-Peer-Ansatz, in dem alle Netzwerkteilnehmer gleichberechtigt sind und abhängig der



eigenen Verantwortung Ressourcen für die anderen Netzwerkteilnehmer bereitstellen. Physisch werden Geräte eines Kommunikationsnetzwerks als Ring-, Bus-, Stern- oder Maschen-Topologie angeordnet. Aufgrund ihrer Eigenschaften, dem Material- und Installationsaufwand und ihrer Störanfälligkeit bestehen unterschiedliche Einsatzmöglichkeiten im MG. In Tabelle 3-7 erfolgt eine Topologie-Auflistung [62] mit Wertung ihrer Eigenschaften für den MG-Einsatz.

**Tabelle 3-7: Physische Netzwerk-Topologien und ihre Eigenschaften (Auszug)**

Topologie	Eigenschaften
<b>Bus</b> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ einfach installier- und erweiterbar</li> <li>+ geringer Kabelaufwand durch kurze Wege</li> <li>+/- begrenzte Netzausdehnung</li> <li>- Netzausfall bei Kabelbruch</li> </ul>
<b>Ring</b> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ verteilte Steuerung</li> <li>+ große Netzausdehnung</li> <li>- aufwendige Fehlersuche im Störfall</li> <li>- hoher Verkabelungsaufwand</li> </ul>
<b>Stern</b> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ einfache Vernetzung und Erweiterung</li> <li>+ unendliche Netzausdehnung</li> <li>+/- begrenzte Ausfallsicherung</li> <li>- aufwendige Administration / teure Vernetzung</li> </ul>
<b>Masche</b> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ dezentrale Aufbauform</li> <li>+ hohe Ausfallsicherheit</li> <li>- begrenzte Netzausdehnung (sonst sehr hoher Kosten- und Vernetzungsaufwand)</li> <li>- aufwändige Vernetzung und Fehlersuche</li> </ul>

Weitere physische Topologien sind die Punkt-zu-Punkt-, Baum- und Zell-Topologie. Insbesondere bei dem Vergleich von logischer und physischer Topologie können unterschiedliche auf den ersten Blick non-konforme Ausprägungen entstehen, die durch spezifische Zugriffsmethoden ausgeglichen werden.

Abhängig des Interoperabilitätsgrads der einzelnen Betriebsdomänen und der Kommunikationsart (Client/Server, Peer-to-Peer) ist die Wahl der entsprechenden Topologie separat zu bestimmen.

Je nach Literatur kann eine weitere Art der Unterteilung (bspw. vollständig vermascht, partiell vermascht, Stern-Form, hierarchisch, gemeinsames Übertragungsmedium [63]) vorgenommen werden. Entsprechende Zugriffsverfahren wie CSMA/CD oder Token-Passing erfahren in dieser Arbeit keine weitere Beschreibung und können in einschlägiger Literatur recherchiert werden.

Die **Übertragungstechnologie** als letztes Hauptkriterium der Einteilung von Kommunikationsnetzwerken ist primär in kabelgebundene und kabellose Rechnernetze gliederbar. Unter der kabelgebundenen Übertragung sind bspw. Technologien wie CATV, FTTH, PLC, Konnex und das weit verbreitete Ethernet zu finden, wogegen bei der kabellosen Übertragungstechnik GPRS/Edge, UMTS, LTE, WLAN sowie Bluetooth und DECT als Technologien zum Einsatz kommen.

### 3.5.3 Kommunikationsprotokolle/Übertragungsprotokolle

Ein Kommunikationsprotokoll beschreibt die Regeln (formalen Aufbau, Einteilung der Nutzdaten in Pakete, zeitlichen Ablauf, Interpretation der äußeren Nachricht) für den Nachrichtenverkehr zwischen den Kommunikationspartnern [62]. Die Aufbaustruktur von Protokollen gliedert die Nachricht logisch in die äußere Nachricht mit den sog. Steuerinformationen und in die innere Nachricht mit der tatsächlichen Nutzinformation. Somit setzt sich der gesamte Nachrichtenrahmen aus Nachrichtenkopf (Header), Nutzdaten (usage Data/Information) und Prüfsumme (Tail) zusammen [62] (siehe Abbildung 3-23).

	Kopfinformation	Nutzdaten	Prüfsumme	
	<ul style="list-style-type: none"><li>- Satzzeichen (Synchronisation)</li><li>- Länge des Headers</li><li>- Anzahl der Nutzdaten-Bytes</li><li>- Ziel-, Quelladresse der Nachricht</li><li>- Protokolltyp</li><li>- Weitere Steuerinformationen: Routing, Time-To-Live, QoS, Security, Steuernachricht über Auf- und Abbau der Verbindung</li></ul>		<ul style="list-style-type: none"><li>- Informationssicherung der Nachrichtenübertragung (Laufnummern, Prüfsummen)</li><li>- Unterscheidung fehlererkennender und -behebender Codes</li></ul>	

**Abbildung 3-23: Aufbau eines Nachrichtenrahmens in Anlehnung an [62]**

Bezüglich der Kommunikation bestehen Voraussetzungen für und Forderungen an die Protokolle. Voraussetzungen für Protokolle sind bspw. gleiche Regeln für den Austausch, topologisch reale Kopplung (drahtgebunden, drahtlos) der Endgeräte, Fehlererkennung und Übereinstimmung der Nachrichtenrahmen auf Sende- und Empfangsseite. Ein Teil dieser Voraussetzungen stellt die Forderungen an Protokolle wie Flusssteuerung, Integrität der übermittelten Daten (Reihenfolge, Vollständigkeit, Korrektheit) und die Fehlererkennung sowie optional die Fehlerbehebung. Vor allem die Flusssteuerung ist, als Steuerung zur Anpassung der Sende- und Übertragungsgeschwindigkeit abhängig der Empfangskapazität, für die korrekte Nachrichtenübermittlung maßgeblich [62]. Daraus entstehen folgende Funktionen für Protokolle Tabelle 3-8:

**Tabelle 3-8: Protokollfunktionen in Anlehnung an [64]**

<b>Funktion</b>	<b>Beschreibung</b>
Zugangskontrolle	Regelung von Zugangsberechtigungen von Endgeräten
Initialisierung	Prozess zum Starten/Beenden der Übertragung, Informationen zum Verbindungsauf-/abbau
Adressierung	Identifizierung des Endsystems
Blockbildung	Regeln zur Kennzeichnung von Blockbeginn und -ende
Blocknummerierung	Fortlaufende Nummerierung von Datenblöcken
Steuerung	Überwachung des Vorgangs der Datenübertragung
Flusskontrolle	Mechanismus zur Drosselung des Datenverkehrs
Fehlererkennung	Erkennen von Übertragungsfehlern

Je nach Protokollfamilie werden einzelne Schichten des OSI-Modells zusammengefasst. Besonders in der Entwicklung der netzwerkfähigen Hardware hat sich die TCP/IP-Protokollstruktur in Anlehnung an das DoD (Department of Defence)-Modell im Verhältnis zum OSI-Modell wie in [64] entwickelt. Bei der Verbindung TCP/IP handelt es sich um eine Kopplung des Transportschicht-Protokolls TCP (Transmission Control Protocol) mit dem Vermittlungs- oder Internetschicht-Protokoll IP (Internet Protocol). Dabei ist das TCP dem IP überlagert. Es zergliedert die Übermittlungsdaten in kleine Pakete die als nummerierte IP-Pakete (Datagramme) im Netz übertragen werden. Beim Empfänger setzt TCP reihenfolgerichtig die IP-Pakete wieder zusammen. Das IP versieht

die Daten mit einem Adresskopf und ermöglicht eine verbindungslose Datenübertragung [65].

Der strukturierte Protokollaufbau für TCP und IP ist in [65] abgebildet. In Tabelle 3-9 erfolgt ein Vergleich zwischen dem OSI-Modell, DoD und der TCP/IP-Protokollstruktur.

**Tabelle 3-9: OSI-Modell und TCP/IP im Vergleich**

OSI-Modell	DoD-Modell	TCP/IP-Protokollstruktur			
7 Anwendung	Anwendung	File Transfer (FTP, http)	E-Mail (SMTP)	Terminal (TELNET)	Network Management (SNMP)
6 Darstellung					
5 Kommunikationssteuerung					
4 Transport	Host-to-Host	(TCP)		(UDP)	
3 Vermittlung	Netzwerk	Adress-resolution	(IP)		ICMP
2 Sicherung	Zugangsschicht	Ethernet, IEEE 802, Arcnet, X.25 (SNAP, IEEE 802.3/802.4/802.5, FDDI)			
1 Bitübertragung					

Dieser Übertragungsprotokolle und Standards bedienen sich die bereits aufgeführte IEC 61850 sowie weitere identifizierte MG-Normen und Standards.

Zur Implementierung existierender Protokolle in MG-Strukturen sind primär vollumfängliche IKT-Standards zu verwenden, die das gesamte OSI-Modell abbilden können. Dadurch werden Regeln des Nachrichtentransports in Verbindung der enthaltenen Nachrichten und der jeweiligen Datenmodelle optimal umgesetzt sowie vorhandene Standards mit den Informationsmodellierungsnormen verknüpft. Entsprechend werden in Abbildung 3-24 dieselben Normenfamilien wie unter Kapitel 3.4 verwendet.

Sie bilden im Einzelnen die Schichten des OSI-Modells ab und erleichtern eine Integration. Dabei können den im Datenmodell hinterlegten Parametern entsprechend ihrer Typen

unterschiedliche Kommunikationsprofile zugeordnet werden. In Abbildung 3-25 wird ein Beispiel mit Hilfe der IEC 61850 dargestellt.

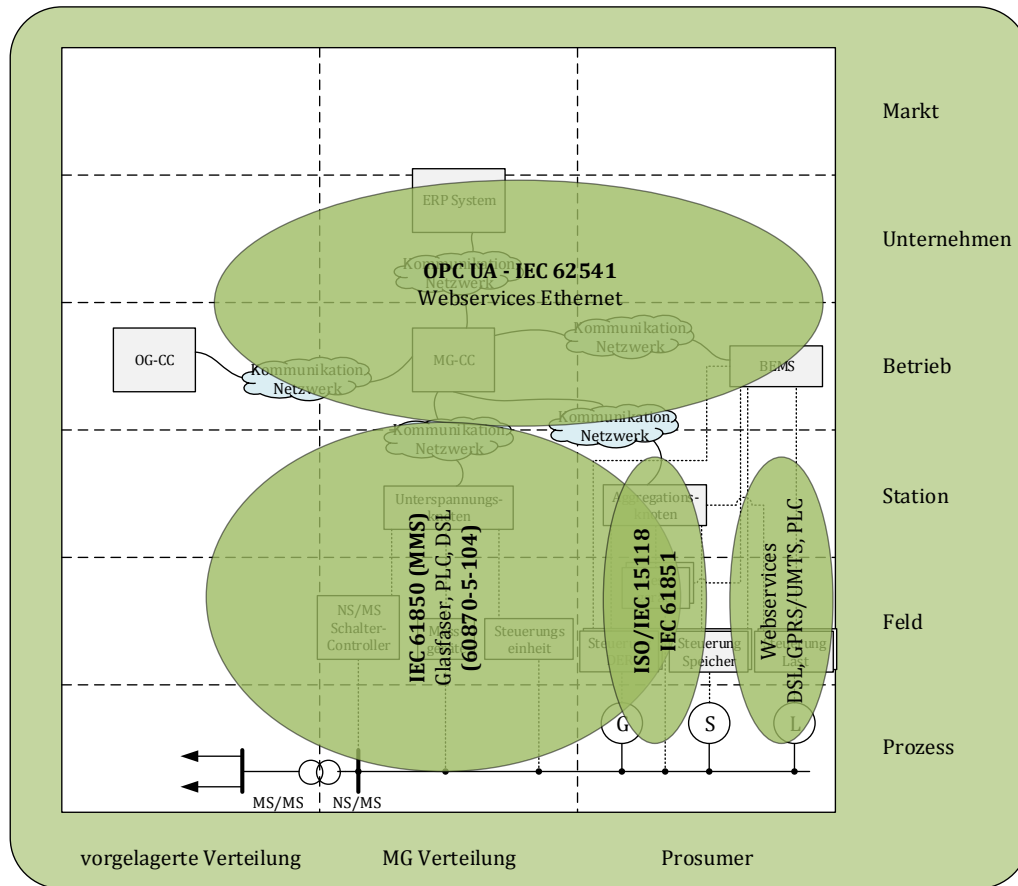


Abbildung 3-24: Beispiel: Kommunikationsprotokolle im MGAM

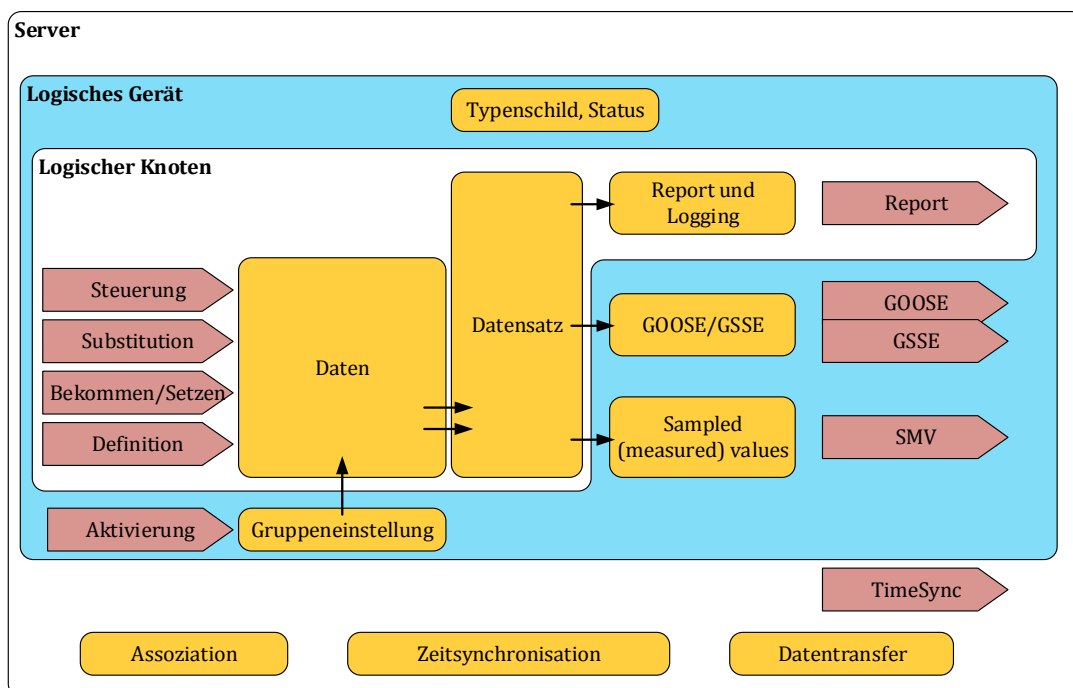


Abbildung 3-25: Schema - Datentransportprofile IEC 61850 in Anlehnung an [66]

Neben den in Abbildung 3-24 aufgeführten identifizierten Protokollen für MG-Strukturen können, ausgehend vom Referenzmodell OSI, weitere Protokolle inkl. ihrer Schichtzugehörigkeit abgeleitet werden. In Tabelle 3-10 wird dabei ein Bezug auf die physischen Netzwerkkomponenten und Übermittlungseinheiten hergestellt.

Eine separate Erläuterung und Aufstellung von Netzwerkkomponenten wird in dieser Arbeit nicht vorgenommen.

**Tabelle 3-10: Kommunikation im Kontext zum OSI-Modell in Anlehnung an [58]**

OSI-Schicht			Einheit	Protokolle	Kopplungsgerät
7 Anwendung	Anwendungs-orientiert	Ende zu Ende	Daten	Webbrowser, Mailprogramm	Gateway, Content-Switch, Layer-4-7-Switch
6 Darstellung				ASCII, HTML, XML, MIME	
5 Kommunikationssteuerung				http, FTP, POP3, SMTP	
4 Transport	Transport-orientiert	Punkt zu Punkt	Segment (TCP) Datagramm (UDP)	TCP, SPX, UDP	Router, Layer-3-Switch
3 Vermittlung			Pakete	IP, IPX, X25, ARP,, ICMP	
2 Sicherung			Frames	Ethernet, ATM, PPP, HDLC	
1 Bitübertragung			Bits	Ethernet, ATM	Repeater, Hub, Kabel, Modems, Medienwandler

Als grundlegendes Protokoll der ersten und zweiten Schicht (Netzzugangsschichten) der Kommunikation hat sich für LAN und auch für MAN das Ethernet nach IEEE 802.x durchgesetzt. Ethernet definiert die Zugriffskontrolle und die Adressierung auf das Übertragungsmedium und vermittelt die Nachrichten in Paketform. Daher ist eine Kombination mit TCP/IP vorzunehmen. Ethernet ergänzt die Datenpakete um einen Header und einer Prüfsumme (siehe Abbildung 3-23). Für die Auswahl der „richtigen“

Protokolle und Kommunikationsstrukturen werden Bewertungskriterien von Kommunikationsnetzwerken für MGs und ihrer optimale Konfiguration definiert. Diese stellen die Grundlage für eine nahtlose Integration von IKT in die Stromversorgungssysteme. Dazu zählen IP-Fähigkeit, Latenzzeit, Verfügbarkeit und Redundanz, Robustheit und Zuverlässigkeit sowie Sicherheit und Geheimhaltung.

Aus Tabelle 3-1 in der Einleitung dieses Kapitels erfolgt abschließend eine Anpassung der Komponentenebene des MGAM für das spezifische MG. Neben Änderungen der energietechnischen Komponenten, Schutzanpassungen und Leitungsanpassungen ist vor allem die Konnektivität der IED zu berücksichtigen und entsprechende IKT-Geräte im Netz zu implementieren. Dazu zählen bspw. Router, Bridges, Switches, Hubs, Patchfelder und Firewalls. Nach Fertigstellung der Ebenen-Konfiguration folgt die Verknüpfung aller Ebenen mit anschließender Interoperabilitätsprüfung. Für die Vorab-Modellierung existieren bereits Softwaretools wie Enterprise Architect von SparxSystems Software GmbH oder Projektentwicklungen aus FIWARE<sup>11</sup> ©.

Final sind zur Auslegung von Netzwerken innerhalb von MGs rudimentäre Kriterien von Bedeutung: [67]

- die räumliche Ausdehnung des Netzwerks,
- die Art der Rechnervernetzung (direkte oder indirekte Vernetzung),
- die jeweilige Einsatzcharakteristik für die das Netzwerk ausgelegt ist,
- den Grad der Homogenität der beteiligten Komponenten,
- die anvisierte Benutzergruppe (öffentlicher oder nichtöffentlicher Zugang),
- die Übertragungskapazität (Bandbreite) des Netzwerks (Schmalband vs. Breitband),
- das technische Übertragungskonzept des Netzwerks (Broadcast-Netzwerk oder Punkt-zu-Punktverbindung) und
- die Art des Netzbetreibers (privat oder öffentlich).

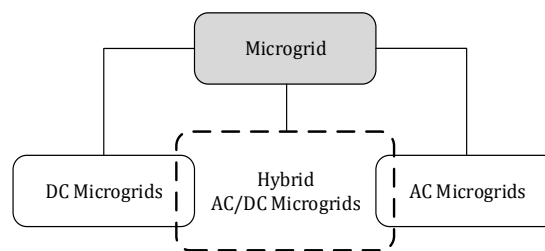
Diesen Kriterien ist bei der Planung und Errichtung von Kommunikationsnetzwerken in MGs Rechnung zu tragen.

---

<sup>11</sup> FIWARE oder FI-WARE ist eine Middleware-Plattform für die Entwicklung und globale Bereitstellung von Future-Internet-Anwendungen gefördert von der Europäischen Union.

### 3.6 Microgrid-Architekturen

Mit einer Vielzahl an weltweiten Forschungsprojekten zu MGs ist die erhöhte Durchdringung in den Niederspannungsnetzen für diese Energiesysteme in der Zukunft zu erwarten. Dabei ist die Auswahl der richtigen MG-Architektur ein kritisches Detail, welches formidabile Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit eines MG bedeutet. Mit Sorgfalt sind Punkte wie Art der Belastung, bestehende und geplante DER, lokale Gegebenheiten für den Aufbau von Energiespeichern sowie Erweiterung des Energie- und Kommunikationsnetzes durch Leitungsverlegung zu betrachten. Für die Entwickler und Planer von MGs sind daher umfangreiche Kenntnis über Stärken und Schwächen verschiedener Topologien und Architekturen von MGs entscheidend. Solche MG-Architekturen basieren grundlegend auf einem Wechselstrom (AC), einem Gleichstrom (DC)-System oder einer Kombination aus beiden (siehe Abbildung 3-26).



**Abbildung 3-26: Spannungsartabhängige Microgrids**

Ebenfalls stellt die Auswahl der DERs ein komplexes Thema, mit Berücksichtigung von Faktoren wie Anschaffungs- und Betriebskosten, Wartungsbedarf sowie der offiziellen Zuschüsse für einige erneuerbare Ressourcen, dar. MGs können, abhängig ihrer modi operandi des Spannungssystems, in sechs Hauptgruppen [68] eingeteilt werden. Folgend werden diese Gruppen vorgestellt.

#### 3.6.1 AC-Microgrid

Das AC-MG ist charakterisiert durch ein durchgehendes Wechselstromnetz. Anlagenteile, die auf Gleichspannungsseite betrieben werden (Batterie, PV-Anlage, Kondensatoren), sind über einen entsprechenden elektronischen Umrichter am AC-Netz angeschlossen. Ein Vorteil dieser Architektur besteht in der Konfigurationsmöglichkeit existierender Netzstrukturen zu MG bei Anpassung entsprechender IKT. Der größte Nachteil dieser Architektur ist die Anzahl der komplexen leistungselektronischen Schnittstellen (Wechselrichter, Umrichter). Dadurch reduzierten sich Effektivität und Zuverlässigkeit des gesamten MG.



Diese Form des MG wird die höchste Durchdringung vorweisen, da bestehende Einrichtungen hohe Integrationsschnittmengen bieten [68]. In Abbildung 3-27 ist das vom „Consortium for Electric Reliability Technology Solutions“ (CERTS) definierte MG-Schema für ein AC-MG dargestellt.

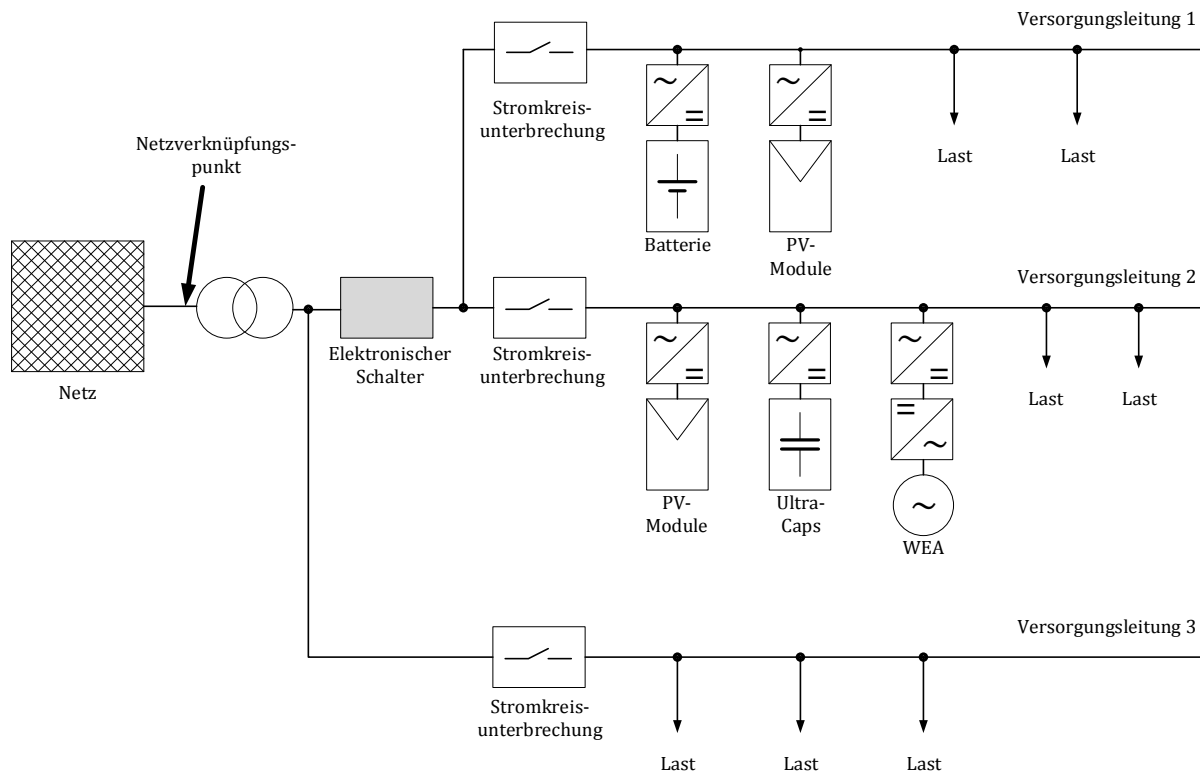
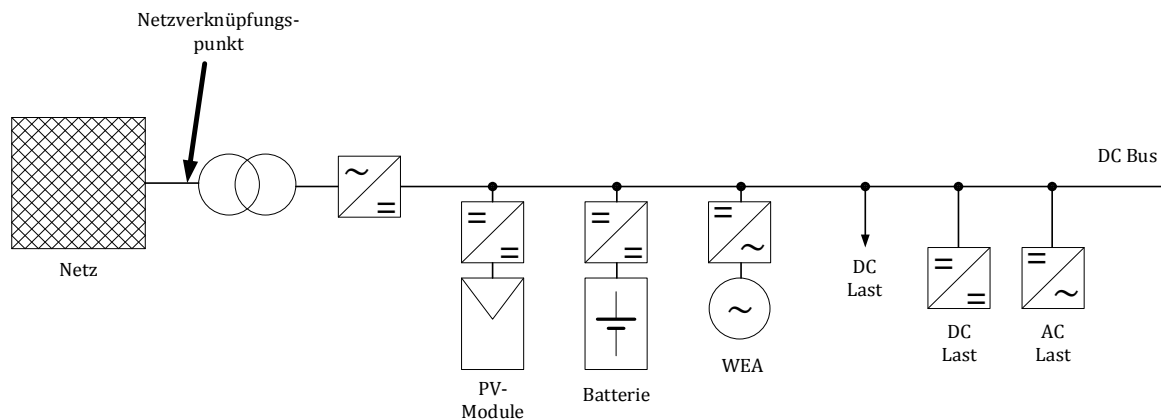


Abbildung 3-27: Beispielschema: AC-Microgrid [68]

### 3.6.2 DC-Microgrid

Das DC-MG ist über einen AC/DC-Wechselrichter mit dem vorgelagerten Netz verbunden (siehe Abbildung 3-28). Mit der Fähigkeit des Einspeisens überschüssiger erzeugter Leistung in das vorgelagerte Netz ist dieser Umrichter für bidirektionale Leistungsflüsse ausulegen. Für den Anschluss aller Komponenten des MG an den DC-Bus sind entsprechende DC/DC- oder AC/DC-leistungselektronische Wandler nötig. Wesentliche Vorteile dieser Struktur sind die reduzierte Anzahl von AC/DC-Wechselrichtern sowie die Zwischenkreisanpassung in Abhängigkeit der Bus-Spannung und der Anforderungen des MG, wodurch einige Gleichspannungslasten direkt am DC-Bus angeschlossen werden. Der Hauptnachteil ist die Abhängigkeit vom bidirektionalen AC/DC-Wechselrichter. Mit Ausfall dieses Bauteils ist das MG nur noch eingeschränkt existent. Des Weiteren bedarf es einer spezifischen Installation, da vorhandene Netzkompenten für eine DC-

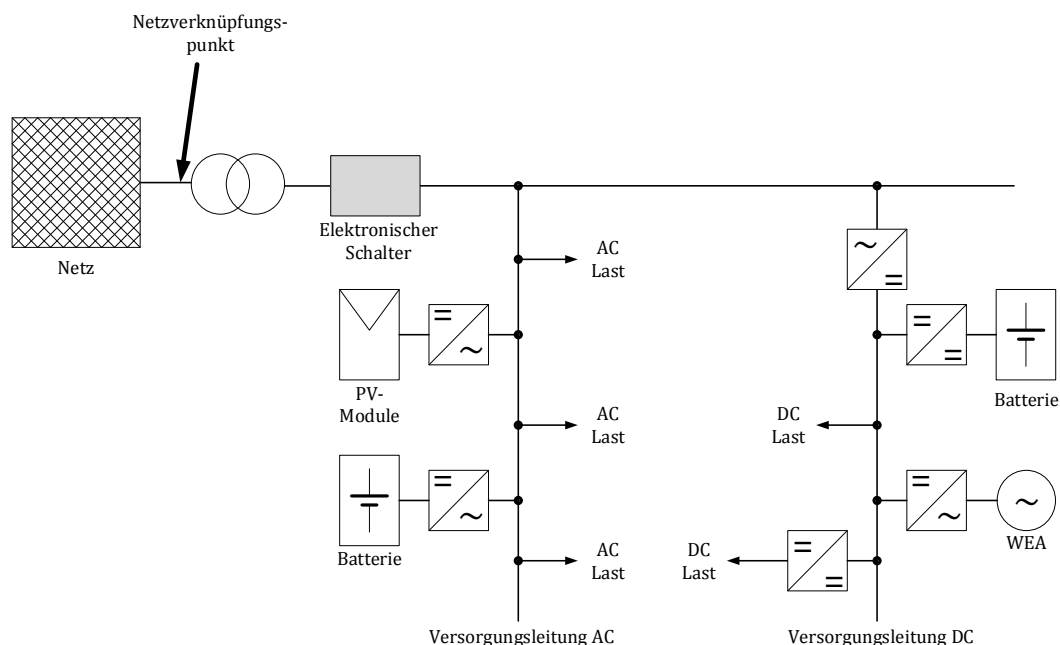
Anwendung nicht ausgelegt sind. Wechselspannungslasten können nicht direkt angebunden werden und das Spannungslevel der DC-Lasten ist nicht standardisiert.



**Abbildung 3-28: Beispielschema: DC-Microgrid [68]**

## 3.6.3 Hybrid AC-DC-Microgrid

Charakterisiert wird ein Hybrid AC-DC-MG durch die parallele Existenz von zwei Spannungsarten. Grundsätzlich besteht ein solcher Typus aus einem AC-MG (siehe 3.6.1) mit einem DC-Teilnetz in der Art eines DC-MG (siehe 3.6.2). Je nach Art der Erzeugung und Last lassen sich diese Komponenten dem jeweiligen Netztyp zuordnen. Die jeweiligen Vorteile ergeben sich aus den Einzelsystemen. Das Hybrid AC-DC-MG verbindet die Eigenschaften von AC- und DC-MGs und stellt eine flexible Architektur für zukünftige Anwendungen bereit (siehe Abbildung 3-29),



**Abbildung 3-29: Beispielschema: Hybrid AC-DC-Microgrid [68]**

### 3.6.4 AC-Microgrid mit DC-Speichersystem

Zur Verbesserung der Flexibilität des MG ist es möglich, die Energiespeichervorrichtung über einen separaten DC-Bus zu realisieren. Während die verteilten Erzeugungseinheiten und die AC-Lasten über einen herkömmlichen AC-Anschluss mit dem MG verbunden sind, werden die Speichereinheiten des MG in einem Verbund an einem DC-Bus organisiert (siehe Abbildung 3-30).

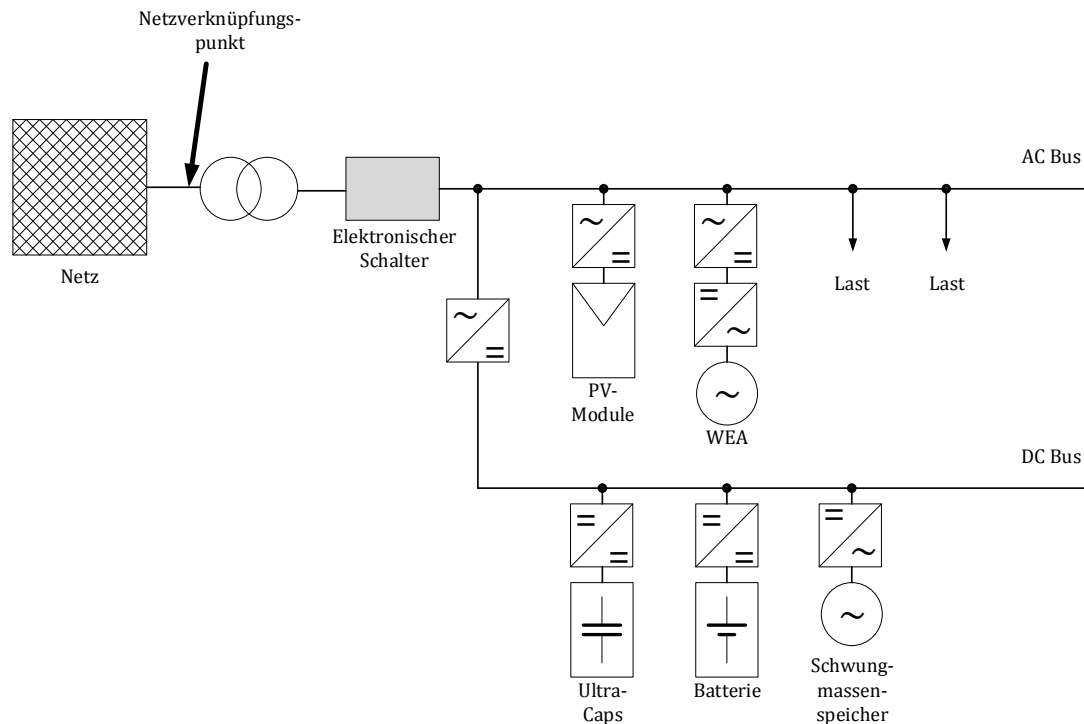
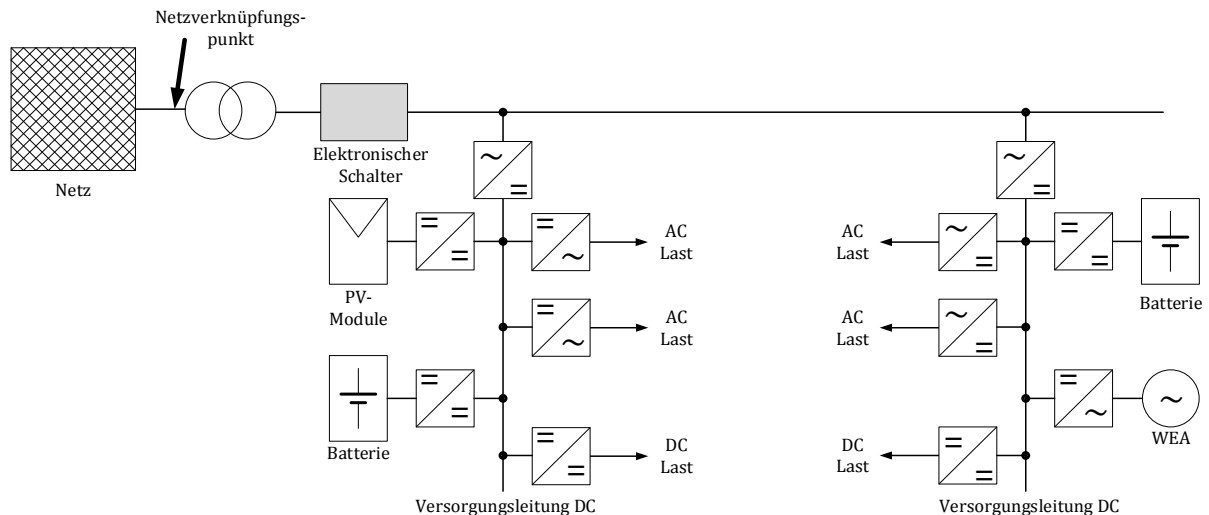


Abbildung 3-30: Beispielschema: AC-Microgrid mit DC-Speichersystem [68]

### 3.6.5 DC-Zonen-Microgrid

Im DC-Zonen-MG existieren mehrere DC-Bussysteme, die jeweils mit einem zentralen AC/DC-Wechselrichter verbunden sind (siehe Abbildung 3-31). Dadurch ist es möglich, dass sich die DC-Spannungslevel in den unterschiedlichen Abgängen des MG unterscheiden, wonach sich eine optimale, spannungslevelabhängige Verteilung der MG-Komponenten realisieren lässt. Die Vor- und Nachteile dieser Struktur ergeben sich aus denen des DC-MG (siehe 3.6.2), jedoch sind hier unterschiedliche Zwischenkreisspannungen möglich. Trotz hoher Spannungsqualität und Zuverlässigkeit stellt die erhöhte Komplexität bei Errichtung dieser Architektur einen der Hauptnachteile dar.



**Abbildung 3-31: Beispielschema: DC-Zonen-Microgrid [68]**

## 3.6.6 SST basiertes Microgrid

Bei dieser Art der Architektur wird der Netzfrequenz-Transformator durch einen „Solid-State-Transformator“ (SST) ersetzt. Dieser kennzeichnet eine Kombination aus Halbleiterbauteilen, wie einem Gleich-/Wechselrichter und einem Wandler. Durch diese Kombination können die Größe und das Gewicht eines Netzfrequenz-Transformators reduziert werden. Durch einen zusätzlichen Abgriff im Zwischenkreis ist sowohl ein DC-Bus als auch ein AC-Bus zum Anschluss der entsprechenden MG-Komponenten möglich (siehe Abbildung 3-32).

Durch Verwendung der Halbleiterkomponenten ist der SST befähigt, den Leistungsfluss zwischen vorgelagertem Netz und MG zu steuern. In erster Stufe ist ein AC/DC-Umrichter integriert, der den Leistungsfluss zum und vom Netz kontrolliert und einen konstanten Gleichspannungskreis bereitstellt. Es folgt ein DC/DC-Umrichter, der die Gleichspannung auf das Niveau der am DC-Bus angeschlossenen Komponenten anhebt. Parallel dazu ist ein Wechselrichter für die Erzeugung eines AC-Busses integriert.

Diese Architektur bietet die folgenden Vorteile: hohe Qualität der Spannungen; einfache, technisch ausgereifte, elektronische Schnittstellen; direkter Anschluss von AC- und DC-Lasten. Ein großer Nachteil dieser Struktur sind die leistungselektronischen Bauteile des SST. Sie verringern die Zuverlässigkeit und Effizienz des Systems. Eine Erhöhung der Effizienz kann durch einen Direktanschluss der Komponenten an den jeweiligen Bus erreicht werden.

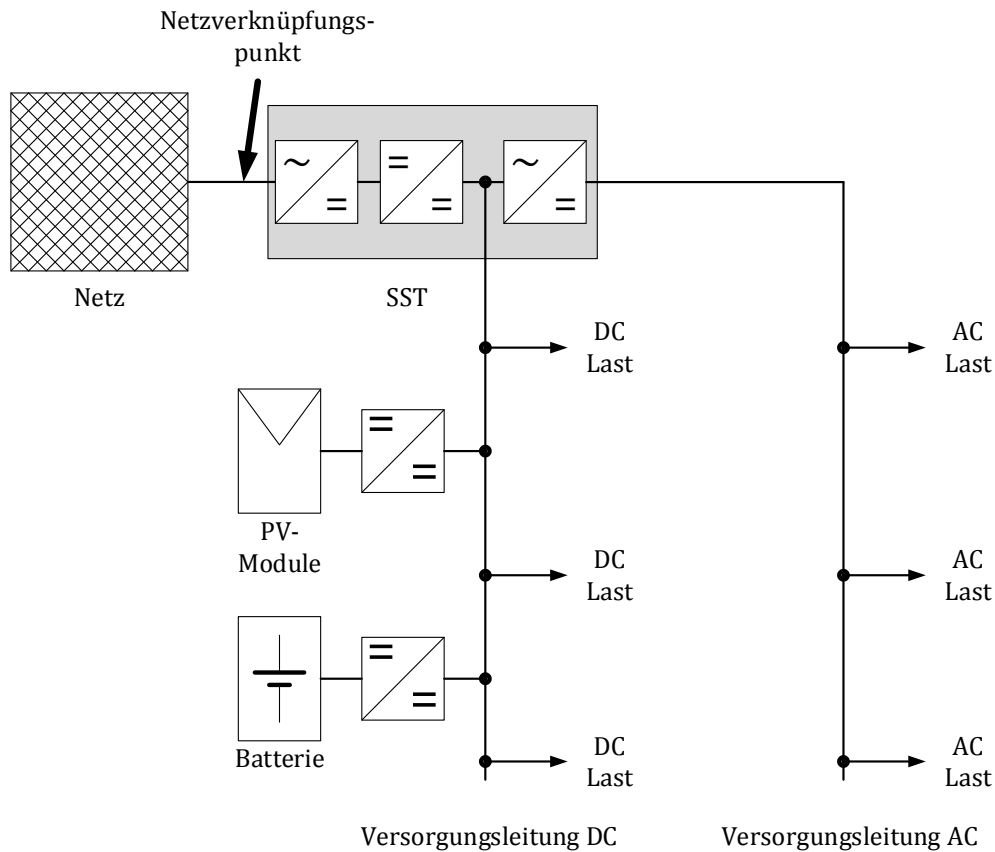


Abbildung 3-32: Beispielschema: SST basiertes Microgrid in Anlehnung an [68]

### 3.6.7 Bewertung der vorgestellten Microgrid-Architekturen

Zusammenfassend sind AC-Topologien, die mit dem Netz durch einen statischen Schalter verbunden sind zuverlässiger. Im Netzparallelbetrieb sind die Verbraucher direkt an das Stromnetz angeschlossen. Darüber hinaus können die vorhandenen Netzeinrichtungen leicht neu konfiguriert werden, um die MG-Architekturen nur mit einigen Modifikationen ihrer Komponenten zu implementieren. Dabei finden die bestehenden AC-Verbraucher nach Möglichkeit Wiederverwendung. Die Zuverlässigkeit wird durch die Anzahl der elektronischen Leistungsschnittstellen und ihrer Komplexität beeinflusst.

Das Hybrid AC-DC-MG und das SST basierte MG bilden die einfachste Topologie mit der geringsten Anzahl von leistungselektronischen Schnittstellen, da die verteilten Generatoren, Energiespeichervorrichtungen und Verbraucher abhängig von ihren Eigenschaften an die Wechselstrom- oder Gleichstromzuführungen angeschlossen werden. Damit entfallen komponentenspezifische leistungselektronische Schnittstellengeräte. Wird durch MG-Verbraucher eine hohe Netzqualität erforderlich, muss die Spannung des MG durch leistungselektronische Wandler erzeugt werden. Mit diesem Ansatz sind die bevorzugten MG-Architekturen das SST basierte MG oder das DC-

MG bzw. DC-Zonen-MG. In diesen verbindet ein leistungselektronischer Wandler das MG mit dem vorgelagerten Netz. Dies führt zu einer Minimierung der Auswirkungen von Netzstörungen auf das MG und führt zur Erhöhung des benötigten Qualitätsniveaus der Leistung innerhalb des MG.

Für die entsprechende Wahl einer Struktur zur Errichtung eines MG sind folgende Kriterien zwischen den Architekturen zu vergleichen [68]:

- Anzahl der angeschlossenen leistungselektronischen Schnittstellen – sie bieten hohe Spannungsqualitäten, verschlechtern jedoch die Zuverlässigkeit durch erhöhte Ausfallwahrscheinlichkeit,
- Netz-kompatible Geräte – für die üblichen Bedingungen des Netzes, wie Spannungs- und Frequenzabweichungen, Spannungsverzerrungen und Spannungseinbrüche,
- Möglichkeit der Umgestaltung bestehender Strukturen: Überprüfung von Verdrahtung, Schutz- und Schaltgeräten vor allem im Hinblick auf die Spannungsarten,
- Energiespeichermanagement durch Zusammenschluss oder Auftrennung,
- Qualität der Energie,
- Erhöhung der Zuverlässigkeit von leistungselektronischen Wandlern durch Reduktion der Komplexität.

In der Anlage A.7, Tabelle A-4 ist eine Beurteilung der MG-Architekturen mit Hilfe der Kriterien vorgenommen worden.

Unabhängig dieser Bewertung wird innerhalb Kapitel 6 dieser Arbeit ein AC-MG Anwendung finden. Dieser Umstand besteht aufgrund der bestehenden Netzstruktur sowie des modularen projektspezifischen Aufbaus des MG. Diese Struktur obliegt den Eigenschaften und Bewertungen aus Anlage A.7, Tabelle A-4 und dient als Basis der Implementierung eines Leitsystems.

## 4 KONZEPTIONSANSATZ ZUM STEuern UND LEITEN VON MICROGRID-STRUKTUREN

Das folgende Kapitel stellt einen Überblick der Steuerungsstrategien in MGs und definiert die Ansätze zur Änderung der bisherigen Steuerungs- und Leitsysteme. Nach Erarbeitung der Merkmale und Herausforderungen sind die Funktionen und aktuellen Leitsystemanforderungen herausgestellt. Ausgehend vom MGAM werden die Steuerungsebenen sowie ihre Kontrollkonzepte (teils detailliert) beschrieben.

### 4.1 Herausforderungen und Merkmale von Steuerungssystemen für Microgrids

Moderne Steuerungssysteme sind komplexe Konstrukte, welche die unterschiedlichsten Funktionen implementieren. Unter dem Aspekt der Sicherstellung des gegenwärtigen Niveaus an Zuverlässigkeit der elektrischen Energieversorgung in Deutschland und der Gewährleistung des Nutzens der potenziellen Vorteile der verteilten Erzeugungsanlagen bestehen operative Herausforderungen bei der Gestaltung von Steuerungs- und Schutzsystemen von MGs. Diese Herausforderungen bilden sich hauptsächlich aus der Problembeobachtung der herkömmlichen Verteilungssysteme und der im Übertragungssystem auftauchenden Stabilitätsprobleme [69].

Die wichtigsten Herausforderungen für die Steuerung und den Schutz von MGs sind [69]:

- **Bidirektionale Energieflüsse:**  
Bisherige Speiseleitungen sind für den unidirektionalen Betrieb ausgelegt. Mit Integration der DER-Anlagen können bidirektionale Stromflüsse zu Problemen der Schutzkoordination und unerwünschten Stromflussmustern führen.
- **Stabilitätsprobleme:**  
Die Entstehung von lokalen Schwingungen aus dem verteilten Zusammenwirken der Regelsysteme der DER sowie der Übergang zwischen den Netzmodi „netzgekoppelt“ und „Inselbetrieb“ verlangen eine Stabilitätsanalyse.
- **Geringe Trägheit:**  
Im Gegensatz zu Großerzeugungsanlagen, in denen eine Vielzahl von Synchrongeneratoren ein Maß an Trägheit erzeugen, ist im MG aufgrund der kleineren Schwungmassen und der leistungselektronischen Schnittstellen der

DER, eine geringere Trägheit zu erwarten. Diese Schnittstellen erhöhen auf der einen Seite die Dynamik, führen andererseits bei mangelnden Kontrollinstanzen zu hohen Frequenzabweichungen im Inselbetrieb.

- **Unsicherheit:**

Der zuverlässige und wirtschaftliche Betrieb von MGs verlangt ein Maß an Koordination der verschiedenen DER. Vor allem im Inselbetrieb, mit dem kritischen Ausgleich zwischen Erzeugung und Last und den typischen höheren Fehlerraten der Komponenten, erfordert die Lösung eines mehrschichtigen Problems, unter Berücksichtigung der Unsicherheit der Parameter, wie Lastprofile und Wettervorhersagen. Die Unsicherheit ist im Vergleich zu Großerzeugungsanlagen aufgrund der geringeren Anzahl der Lasten und hoch korrelierten Variationen verfügbarer Energieressourcen, höher einzustufen.

Ein MG-Leitsystem muss diese Herausforderungen überwinden, um einen zuverlässigen und wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten. Dabei umfasst ein Leit- und Steuerungssystem für MGs folgende wünschenswerte Merkmale [69]:

- **Output-Steuerung:**

Die Ausgangsspannungen und -ströme der verschiedenen DER-Einheiten müssen ihren Referenzwerten zur Sicherung der Schwingungsdämpfung des Regelkreises folgen.

- **Energiebilanz, Erzeugungs-/Lastausgleich:**

Die DER-Einheiten müssen den plötzlichen Wirkleistungsungleichgewichten zwischen Erzeugung und Verbrauch entgegenwirken und dabei Frequenz und Spannung in definierten Sollbändern halten.

- **DSM/EMS/DR:**

Zur möglichen Steuerung der DER und Lasten (steuerbar) sind entsprechende Mechanismen nötig, um einen kosteneffizienten Betrieb des Netzes bspw. durch Last-Frequenz-Steuerung zu ermöglichen.

- **Wirtschaftlicher Dispatch:**

In MGs findet der Begriff Dispatch seine Berechtigung mit Hilfe der DER. Bei fluktuierenden EEA wie Solar- und Windkraft, kann mit Hilfe von Auswertungen der Wetterprognosen und Anlagenverfügbarkeiten ein Fahrplan für den Folgetag mit stochastischer Genauigkeit erstellt werden. Für regelbare, erneuerbare Energien (Biomasse, teilweise Wasserkraft) können auf Grundlage der bedarfsgerechten Einspeisung Einsatzpläne des Folgetags erstellen [70].



– **Übergang zwischen den Betriebsmodi:**

Ein Hauptmerkmal von MGs ist die Möglichkeit der differenten Betriebsmodi Inselnetz- und Netzparallelbetrieb sowie den unterbrechungsfreien Wechsel zwischen diesen. Für jede der Betriebsweisen sind Steuerungsstrategien festlegbar, welche mit Hilfe von Echtzeit-auflösender Inselnetzdetektion eine entsprechende Einstellung vornehmen.

Mit Erarbeitung der Herausforderungen und Merkmale besteht die Notwendigkeit einer Echtzeit-verarbeitenden Recheneinheit. Diese birgt weitere Aufgaben und Ansprüche, welche eine Minimierung der Einheit und der internen Algorithmen zur Lösung kritischer Aufgaben nach sich ziehen. Vor allem die Robustheit, Anpassungsfähigkeit und die Erweiterbarkeit der Netze spielen dabei eine entscheidende Rolle. Mit den Erfahrungen der Netzleitsysteme der Übertragungs- und Verteilungsnetze ist die Annahme einer hierarchischen Kontroll- und Steuerungsstruktur, aus Sicht der unterschiedlichen Zeitkonstanten (schnelle dynamische Output-Steuerung der DER und zeitunkritischere Dynamik des wirtschaftlichen Dispatch) ansprechend. Die Komplexität und Tiefe der Lösungen für Steuerstrategien wird in erster Linie von den hauptsächlichen Betriebsmodi (netzgekoppelt oder netzentkoppelt) abhängen. Während in dem netzgekoppelten Betriebsmodus die Wechselwirkungen mit dem Hauptnetz im Vordergrund stehen, wird die Zuverlässigkeit im Inselbetrieb einen entscheidenden Faktor darstellen [69]. Neben dem hierarchischen Ansatz werden künftig auch Multiagentensysteme (MAS) Anwendung finden.

## ***4.2 Grundlegender Ansatz für Steuerungssysteme in Microgrids***

Im Kontext zu Steuerungssystemen für MGs werden in der Literatur viele Ansätze mit unterschiedlichen Prämissen, Termini und auf unterschiedlichen Ebenen eines MG vorgeschlagen und erläutert. Vor allem im asiatischen und US-amerikanischen Raum erleben MGs eine Renaissance durch Verknüpfung bewährter Technik und Strukturen mit neuen Ansätzen und Ideen. Diese Vielfalt birgt eine hohe Komplexität bei der Erfassung und Einordnung von MGs in ein Muster bzw. einheitliches Gesamtbild, um zukünftig einen Entscheidungsbaum zur Errichtung und vor allem der Kontroll-, Steuerungs- und Leitsysteme zu erstellen. Tabelle 4-1 gibt einen Überblick der verschiedenen Kategorien von Kontroll- und Steuerungsaspekten inkl. ihrer Ausprägung bzw. Merkmale. Dabei sind zwischen den Ausprägungen verschiedener Kategorien Freiheitsgrade festgelegt. Untereinander stehende Ausprägungen gehören damit nicht zwangsläufig zusammen.

Eine übergreifende Zugehörigkeit wird durch senkrechte Spalteneinteilung hervorgehoben. Die Tabelle erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, sondern ermöglicht einen Überblick über die hauptsächlich betrachteten Aspekte von Steuerungssystemen für MGs.

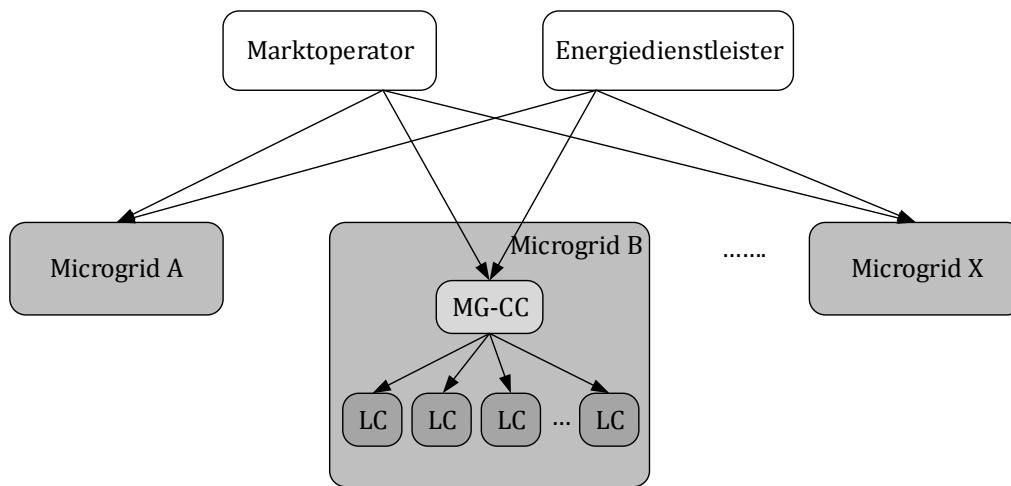
Im weiteren Verlauf des Kapitels werden einige verschiedene Kategorien sowie die jeweiligen Ausprägungsunterschiede erläutert und beschrieben. Bei erhöhter Durchdringung spezifischer Merkmale in umgesetzten Projekten und Anlagen erfolgt eine detailreichere Betrachtung der Kategorie. Im Besonderen wird auf das Multi-Agenten-System und das hierarchische Steuerungskonzept eingegangen sowie die Anwendbarkeit für MGs herausgearbeitet. Diese Präzisierung der Themen findet unter der Prämisse der Errichtung eines Leitsystems für MGs statt. Dabei wird nicht auf die Steuerungsalgorithmen und -verfahren in den Erzeugungseinheiten eingegangen.

**Tabelle 4-1: Merkmale und Ausprägungen von systemrelevanten Steuerungskategorien**

Kategorie	Merkmal und Ausprägung			
Kontrollarchitektur/ Kontrollebene	Marktoperator/ Energiedienstleister		MG-CC	LC
Steuerungsebene	Null	Eins	Zwei	Drei
Steuerungskonzept	Zentral		Dezentral	
	hierarchisch		Multi-Agenten-System	
Betriebsmodus	Netzparallelbetrieb		Inselbetrieb	
Steuerungsmethoden			single- master	multi- master
			peer- to-peer	
Regelungsstrategien für elektronisch gekoppelte DER	Netz-folgende Regelung		Netz-bildende Regelung	
– Nicht-interaktive Steuerungsmethoden	Leistungsexport (mit/ohne MPPT)		Spannungs- und Frequenzregelung	
– interaktive Steuerungsmethoden	Leistungs-dispatch Wirk- und Blindleistungs- unterstützung		Lastverteilung	

#### 4.2.1 Kontrollarchitektur

Ausgehend des Zellenansatzes aus Kapitel 3.1 haben sich für MGs unabhängig des Steuerungskonzeptes folgende Kontrollebenen herausgebildet (siehe Abbildung 4-1). Die aufgeführte Struktur definiert kein Steuerungskonzept und keine Steuerungsarchitektur, sondern ermöglicht den Überblick der Kontrollebenen und Komponenten innerhalb von MGs. Durch die Verwendung des Begriffes „hierarchisch“ innerhalb verschiedener Bereiche der Steuerung und Regelung ist eine Abgrenzung des Terminus vorzunehmen. Hierarchisch definiert im jeweiligen Kontext die Strukturierung in einer Rangordnung. Somit ist die Kontrollstruktur des MG hierarchisch aufgebaut, welche je nach Steuerungskonzept entsprechende Funktionalitäten übernehmen.



**Abbildung 4-1: Kontrollebenen der Microgrid-Umgebung in Anlehnung an [71]**

Allgemein kann die MG-Kontrolle hierarchisch in drei Ebenen gegliedert werden:

- Marktoperator/Energiedienstleister,
- Microgrid-Zentral-Steuerung - MG-CC (Microgrid Central Controller),
- Lokale Steuerung - LC (Local Controller).

Die Instanz des **Marktoperators** und **Energiedienstleisters** stellt die Verantwortlichkeit des technischen Betriebs des vorgelagerten Netzes sowie den Energiedienstleistungsmarkt des jeweiligen Gebiets dar. Trotz des eigenständigen Betriebs eines MG ist in Hinblick auf die Anzahl an zukünftigen MGs eine Einflussnahme dieser Instanz auf die Betriebsweise wünschenswert [71].

Als die wichtigste Schnittstelle zwischen dem Marktoperator/Energiedienstleister und dem MG wird das **MG-CC** eingeführt. Je nach Steuerungsarchitektur übernimmt diese Instanz entsprechende Funktionen und Applikationen des MG. Die unterste

Kontrollebene bilden die **Lokalen Steuerungen (LC)**. Analog zum MG-CC sind ihnen, abhängig der Steuerungsarchitekturen, verschiedene Intelligenzgrade, maßgeblich abhängig vom Dezentalisierungsgrad und der kommunikativen Anbindung, zugeordnet. Der LC kann je nach Komponente eine Verbraucher-, Erzeugungs- oder Speichersteuerungseinheit darstellen. Bereits in dieser Kategorie ist eine hierarchische Verteilung von zentralen und dezentralen Steuerungen existent. Dieses hierarchische Konstrukt wird sich im Folgenden in dem hierarchischen und Multi-Agenten-Steuerungskonzept weiter extrahieren.

### 4.2.2 Steuerungsebenen

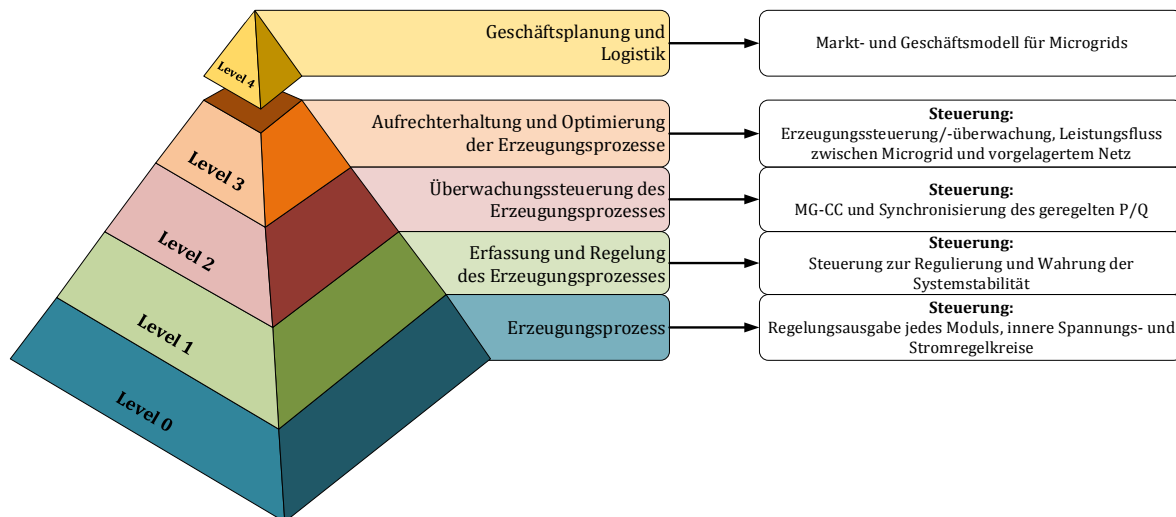
Als Ergebnis der mittlerweile weitverbreiteten leistungselektronischen Betriebsmitteln besteht sowohl die Forderung nach Energiemanagement als auch der Einstufung von Steuerungsstrategien. Lastflusskontrolle, Wechsel zwischen den Betriebsmodi, Spannungs- und Frequenzanpassungen in beiden Modi und die Effizienzverbesserung bilden die grundsätzliche Frage bei der Steuerung von MGs [72], die sich zusammenfassen lässt zu:

*Wie lassen sich die energetischen Wechselwirkungen zwischen Microgrid und Netz mit den internen Kontrollsystemen vereinen?*

Die Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE)<sup>12</sup> definiert eine hierarchische Steuerung für Großstromanlagen. In Anlehnung an die Funktionen und Eigenschaften von MGs wird die aufgeführte Fragestellung in der internationalen Norm IEC/ISO 62264 [73] angesprochen. Das Hauptziel der Normenreihe ist eine einheitliche Terminologie der Kommunikation zwischen Stromerzeuger und -lieferant. Zur Anpassung des Standards an MG-Strukturen werden vier Kontrollebenen (Kontrolllevel) angenommen (siehe Abbildung 4-2).

---

<sup>12</sup> Union für die Koordinierung des Transports elektrischer Energie



**Abbildung 4-2: IEC/ISO 62264 Standard-Level und ihre Anwendung auf den Microgrid-Kontext in Anlehnung an [72]**

Diese vier Ebenen oder auch Level beschreiben den jeweiligen Einfluss der Regelung auf den Prozess sowie den jeweiligen Zeithorizont der Level.

Das **Level 0** bildet den inneren Regelkreis zur Steuerung von Ausgangstrom und Ausgangsspannung der DEAs ab. Der Referenzwert des inneren Regelkreises wird durch die **Primärregelung („Level 1“)** generiert. Dabei ist es irrelevant, in welchem Betriebsmodus sich das MG befindet. Die darauf folgende Ebene „**Level 2**“, auch **Sekundärregelung**, überwacht und kontrolliert das System mit verschiedenen Methoden. Hier erfolgt die Unterscheidung, je nach Steuerungskonzept, in eine dezentrale oder zentrale Steuerung. Ebenfalls entscheidend ist der aktuelle Betriebsmodus des MG. Das letzte entscheidende Level der **Tertiärregelung („Level 3“)** in MGs verwaltet den Leistungsaustausch/-fluss an der Schnittstelle (Netzverknüpfungspunkt) zwischen MG und vorgelagertem Netz [72]. Die Ebene „**Level 4**“ stellt eine übergeordnete Planungsinstanz für etwaige Energiedienstleistungsunternehmen dar.

Ausgehend von dieser Einteilung ist bspw. in [72] eine Aufschlüsselung der einzelnen Level vorgenommen. Eine detaillierte Beschreibung der Primär-, Sekundär- und Tertiärregelungsstrategie ist kein Gegenstand der vorliegenden Arbeit.

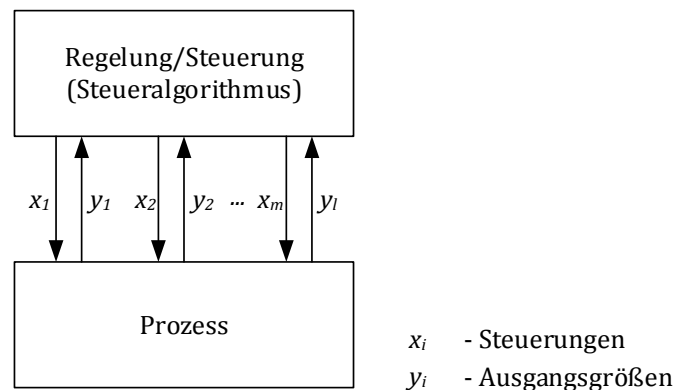
### 4.2.3 Steuerungskonzepte für Microgrids

Nach den Betrachtungen der Steuerungsebenen ergeben sich für MGs unterschiedliche Ansätze von Steuerungskonzepten. Innerhalb des MG müssen alle oder eine Teilmenge der Funktionen und Applikationen von einem Kontrollsystem übernommen werden. Die Ziele der Funktionen werden entweder durch eine zentrale, dezentrale oder

hierarchische Überwachungssteuerung, welche die drei Hierarchieebenen Marktoperator, Energiedienstleister, MG-CC und LC umfasst, erreicht. Die verschiedenen Konzeptausprägungen (zentral, dezentral) finden vorrangig in den Ebenen Sekundär- und Tertiärregelung (Level 2 und 3) Anwendung, da die Primärregelung unabhängig lokal erfolgt. Neue Konzepte bauen auf ein Multiagenten-System, welches in seiner Form dem dezentralen oder hierarchischen Steuerungskonzept zugeordnet werden kann. Als Grundlage aller Konzepte sind sowohl der zentrale wie auch der dezentrale Ansatz zu verstehen.

### Zentrale Microgrid-Steuerung

Ein allgemein zentralisiertes System definiert eine Steuerungsfunktion, welche durch einen Steuerungsalgorithmus auf den Gesamtprozess aufgeprägt wird [74] (siehe Abbildung 4-3).



**Abbildung 4-3: Zentrales Steuerungskonzept in Anlehnung an [74]**

Durch eine zentrale Steuerung steht das MG-CC in der Verantwortung der Optimierung des Leistungsaustausches am Netzverknüpfungspunkt mit Maßgabe der Maximierung der örtlichen Erzeugung in Abhängigkeit von aktuellen Marktpreisen und Sicherheitsrestriktionen. Dies erfolgt über Steuerbefehle an die LCs. Dabei trifft das MG-CC Entscheidungen über ein bestimmtes Zeitintervall für den Einsatz und die Leistungsabgabe und -aufnahme der einzelnen Komponenten des MG. Das MG-CC berücksichtigt bei der Auswahl [71]:

- Gebote der Lasten und DER-Einheiten zur Bereitstellung,
- Marktpreise,
- Sicherheitsbeschränkungen des Netzes,
- Nachfrage- und/oder EEG Prognosen,

sowie im Rahmen von Optimierungsprozessen Daten, wie:

- Produktionssollwerte der DER-Einheiten,
- Sollwerte der Lasten (Leistungsabnahme),
- Marktpreise für die nächste Optimierungsperiode.

Alle Steuerungsfunktionen werden über Vorgaben des MG-CC durchgeführt (siehe Abbildung 4-4). Die LC dienen in einem zentralen Konstrukt als Gateway und Überwachung der Sollwertvorgaben und Prozessparameter.

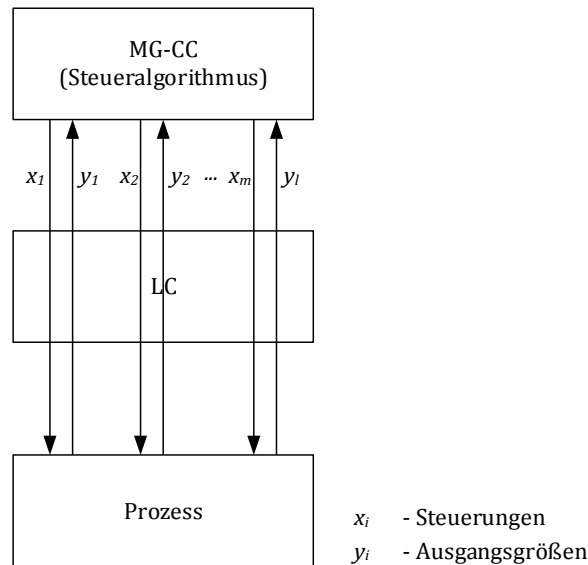


Abbildung 4-4: Zentralisierte Microgrid-Steuerung

### Dezentrale Steuerung

Als zweites grundlegendes Konzept definiert ein dezentrales Steuerungssystem ein Konstrukt aus mehreren eigenständigen sowie gleichgeordneten Steueralgorithmen zur Ausübung gleichartiger Steuerungsfunktionen für unterschiedliche Teilprozesse ohne laufende Gesamtwahrnehmung [74]. Ein dezentrales System stellt sich somit als Gegenteil eines zentralen Systems dar (siehe Abbildung 4-5).

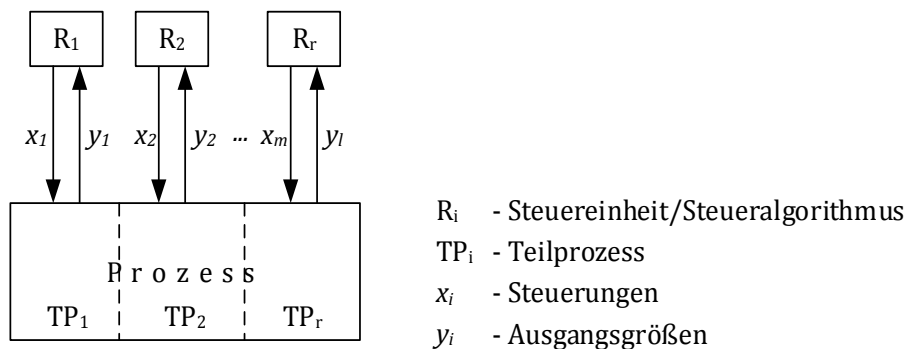


Abbildung 4-5: Dezentrales Steuerungskonzept in Anlehnung an [74]

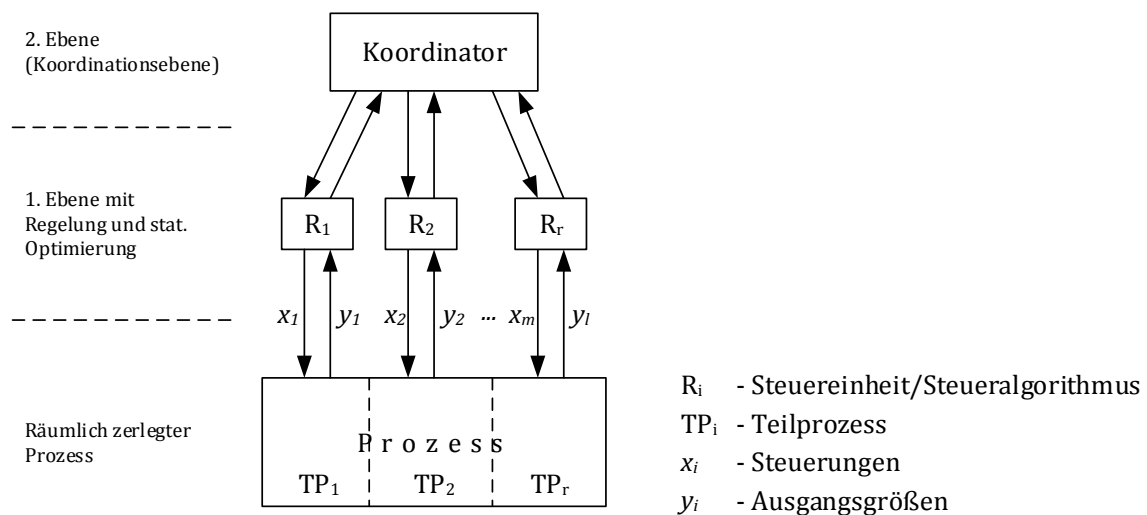
Ein dezentraler Steuerungsansatz beabsichtigt die maximale Autonomie von DER-Anlagen und verteilten steuerbaren Lasten. Die Autonomie impliziert eine Kommunikationsfähigkeit sowie eine gewisse Intelligenz von LCs, um eine größere intelligente Einheit mit verteilten Aufgaben zu bilden. Die Hauptaufgabe von LCs ist dabei nicht zwangsläufig die Gewinnmaximierung der Einzelanlage, sondern ebenfalls eine Verbesserung der Gesamtleistung und Systemstabilität des MG als Ganzheit. In diesem Zusammenhang muss eine dezentrale Struktur wirtschaftliche Funktionen, Umweltfaktoren und technische Anforderungen einbeziehen.

Innerhalb eines dezentralen Systems übernimmt der MG-CC eine Gateway-Funktion für die Kommunikation zwischen den LCs sowie zwischen LC und Markt. Es baut sich ein Agentensystem auf.

Ausgehend dieser beiden Ansätze lassen sich die in Kapitel 4.2.4 und 4.2.5 erläuterten Steuerungsarchitekturen für MGs ermitteln und umsetzen.

### 4.2.4 Hierarchische Steuerung

Eine Kombination des zentralen und dezentralen Steuerungskonzepts ergibt ein Mehrebenen-System mit einer Steuerungsebenen-Hierarchie [74] (siehe Abbildung 4-6).



**Abbildung 4-6: Mehrebenen-System mit Steuerungshierarchie in Anlehnung an [74]**

Dabei entsteht im Vergleich zur dezentralen Steuerung (Abbildung 4-5) mindestens eine übergeordnete Steuerungsebene. Es baut sich eine pyramidenähnliche Struktur auf [74].

Als grundlegende Eigenschaften von hierarchischen Systemen zählen die parallele Anordnung von Steuereinrichtungen in den einzelnen Ebenen, der iterative



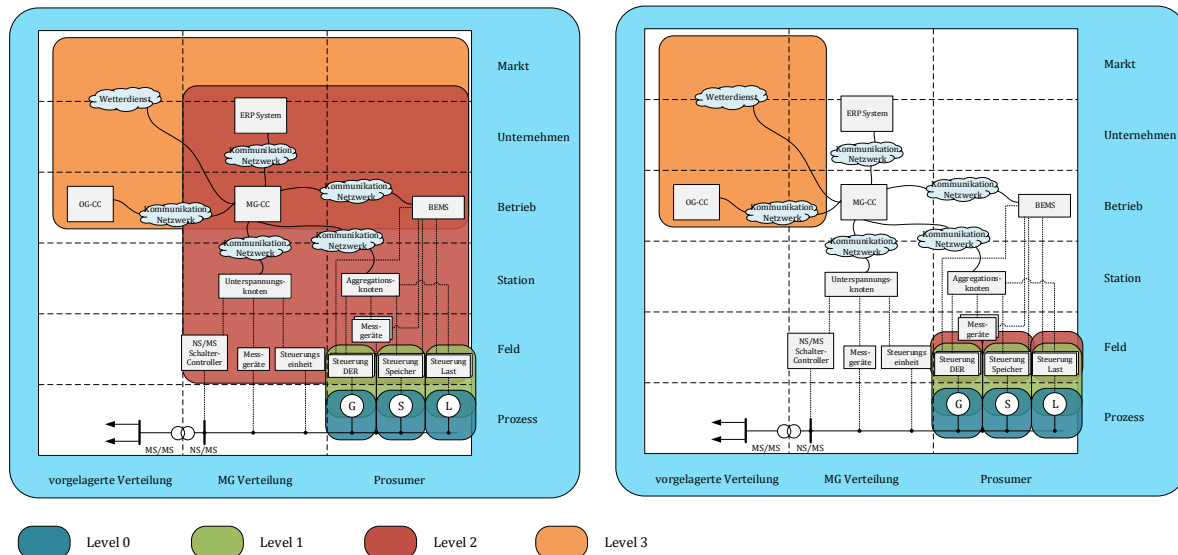
Informationsaustausch, die Änderung des Zeithorizonts in Abhängigkeit der Hierarchieebene sowie die gemeinsame Zielvorstellung. Bei widersprechenden Teilzielen sind durch Restriktionen und mehrkriterielle Optimierungen Lösungen und Kompromisse zu schaffen [74]. Ein hierarchisches System eignet sich für die Umsetzung in MGs durch folgende Aspekte [74]:

- vorherige Fixierung und Angleichung der Hierarchieebenen in der IEC/ISO 62264 in Anlehnung an die Kontrolllevel 0 bis 3,
- im Kontext vieler Informationen und eines großen Datenflusses erlaubt das System eine Ebenen-abhängige Vorverarbeitung zur Minimierung des Datenaufkommens am Koordinator,
- parallele Aufgabenerledigung und Entscheidungsfindung in den untergeordneten Ebenen,
- in Anlehnung an die Regelleistung ist die Anwendung der Kontrolllevel hierarchisch effektiver umsetzbar,
- die meisten Systeme sind bereits in Teilsysteme zerlegt.

Das hierarchische Steuerungskonzept kombiniert die Kontrollebenen (Abbildung 4-1) mit den Kontrollleveln (Abbildung 4-2) und bildet das heute als Standard angesehene Steuerungskonzept für intelligente Netze ab.

Auf Koordinator-Ebene (siehe Abbildung 4-6) wird das MG-CC angesiedelt welches über Kommunikationsnetze (siehe Kapitel 3.5) gefilterte und vorverarbeitete Daten mittels Informationstechniken (siehe Kapitel 3.4) an den vorgelagerten Netzbetreiber und Energiedienstleister sowie an die LCs übermittelt bzw. von den Selbigen empfängt. Innerhalb des MG-CC erfolgt die Sekundärregelung auf der Grundlage der jeweiligen empfangenen und gesendeten Informationen. Auf lokaler Ebene des MG findet die Primärregelung durch innere und äußere Regelkreise der leistungselektronischen Wandler der DEAs statt. Ein gemeinsames Ziel fixiert eine Betriebsweise und ein Fahrprofil des gesamten MG, welches durch das MG-CC koordiniert und von den LCs in Abhängigkeit eigener Regelalgorithmen und Restriktionen ausgeführt wird.

In Anlehnung an das MGAM aus Kapitel 3 lassen sich die Kontrolllevel innerhalb der Matrix-Visualisierung einordnen. In der Abbildung 4-7 sind die Kontrollebenen im MGAM sortiert.



**Abbildung 4-7: Einordnung der hierarchischen Kontrolllevel im MGAM (links zentrale/rechts dezentrale Sekundärregelung)**

Dabei bestehen zwischen den einzelnen Regelungen Schnittmengen, welche die gegenseitige Beeinflussung darstellen. Darüber hinaus werden über den Grad der Verdeckung die Hierarchie und die zeitliche Abfolge dargestellt. Die Ausdehnung der Sekundärregelung ist abhängig vom jeweiligen Steuerungskonzept. In einer dezentralen Lösung wie in Abbildung 4-7 rechts ist ein erhöhter kommunikativer Vernetzungsaufwand nötig, um eine Kopplung zwischen Sekundär- und Tertiärregelung zu erreichen.

## 4.2.5 Multi-Agenten-System-Steuerung

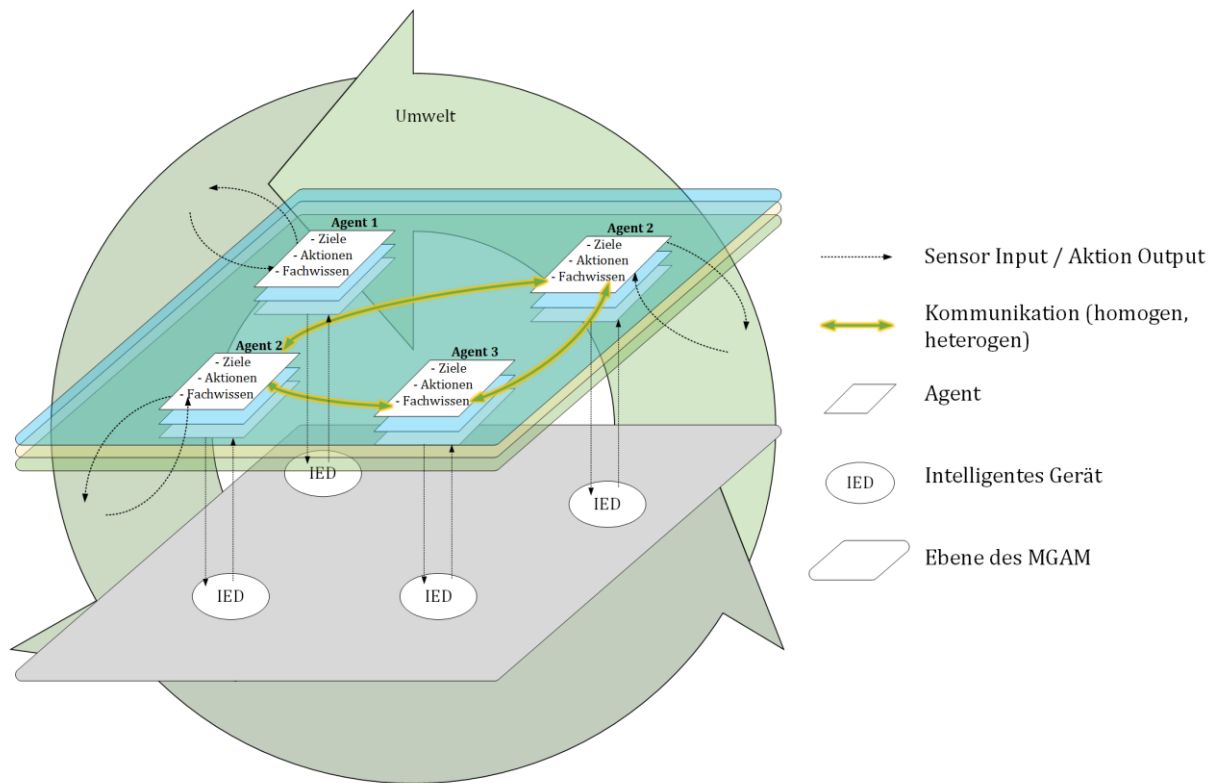
Ausgehend bisheriger Betrachtungen zu Steuerungskonzepten (zentral, dezentral, hierarchisch) kann ein Multi-Agenten-System (MAS) als übergreifender Ansatz zur Steuerung von MGs angesehen werden. Je nach Ausprägung ist ein solches System zentral, dezentral oder hierarchisch organisiert [75]. Dabei bildet ein MAS ein System aus zwei oder mehreren intelligenten Agenten. Ein intelligenter Agent ist eine in einer beliebigen Umgebung befindliche Software- (oder Hardware/Software-) Einheit, mit der Fähigkeit selbständig auf Veränderungen in dieser Umgebung zu reagieren. Einen intelligenten Agenten charakterisieren folgenden Paradigmen [75] [76] [77]:

- **Reaktivität:** Ein intelligenter Agent ist in der Lage auf Veränderungen in seiner Umwelt in zeitgemäßer Weise mit spezifischen Funktionen zu reagieren.

- **Proaktivität:** Intelligente Agenten zeigen zielgerichtetes Verhalten. Zielgerichtetes Verhalten suggeriert, dass ein Agent sein Verhalten zur Erreichung seiner Ziele dynamisch ändern kann.
- **Soziale Fähigkeiten:** Intelligente Agenten sind in der Lage, mit anderen intelligenten Agenten zu interagieren. Die soziale Fähigkeit konnotiert mehr als die einfache Weitergabe von Daten zwischen verschiedenen Software- und Hardware-Einheiten. Es suggeriert die Fähigkeit in einer kooperativen Art und Weise zu verhandeln und zu interagieren.

In der Literatur wird die Autonomie als Paradigma separat aufgeführt. In dieser Arbeit bedingt die nominale Eigenschaft *intelligent* sowie die Verknüpfung der drei Paradigmen eine Autonomie und Flexibilität von intelligenten Agenten.

Zur Gewährleistung des Informationsaustausches und der Interaktion zwischen den verschiedenen Agenten ist eine Kommunikationsverbindung nötig. Diese bauen im Wesentlichen auf den Erkenntnissen der Kapitel 3.4 und 3.5 auf, um eine Voraussetzung zur vereinheitlichten Syntax und semantischen Bedeutung der Informationen für eine allgemeine Agenten-Ontologie zu schaffen. Der MAS-Ansatz löst sich direkt von der bestehenden Hardware- auf eine Software- und Applikationsebene. Dabei können die Agenten abhängig ihrer Attribute (Steuerung, Muster/Ausführungsvorlage und Kommunikation) in homogener (Austausch gesamter Daten durch einheitlicher Ontologie), heterogener (Austausch spezifischer Daten trotz einheitlicher Ontologie) Interaktion oder ohne Kommunikation agieren (siehe Abbildung 4-8). Neben der Kommunikation untereinander besteht eine sensitive und aktionsbestimmende Ein- und Ausgabesteuerung mit der jeweilige Umwelt bzw. dem jeweiligen IED.



**Abbildung 4-8: Intelligente Agenten im MGAM-Umfeld**

Durch die Separierung der Aufgaben in die jeweiligen Agenten, ist eine Modularisierung des Gesamtsystems umgesetzt. Vor allem in Hinblick auf Energiemanagement und Leitsystem ist die Umsetzung über MAS effektiver realisierbar.

Ausgehend der Kontrolllevel werden in aktuellen Untersuchungen hierarchische Ansätze für MAS-Architekturen gewählt.

Zur Einschätzung einer geeigneten Auswahl eines Steuerungskonzeptes für MGs erfolgt in Anlage A.8 eine Gegenüberstellung der aktuell präferierten Möglichkeiten. Daraus sind Übereinstimmung ablesbar wie (in Anlehnung an [78]):

- beide Systeme ermöglichen eine verteilte Entscheidungsfindung,
- Verteilung der Entscheidungskompetenz auf verschiedene Systemeinheiten,
- Notwendigkeit einer Kommunikation zwischen den Entscheidungseinheiten,
- mit erhöhter Verteilung der Entscheidungsfindung ist eine Harmonisierung und einheitliche Ontologie nötig.

Mit diesen Betrachtungen werden in dieser Arbeit MAS als Implementierungs-Framework für hierarchische Systeme angesehen. Es unterstützt den Einbindungsgedanken verschiedener Applikationen für Leit- und Monitoring-Systeme.

#### 4.2.6 Steuerungsmethoden

Die Steuerungsmethoden beschreiben das Konzept der Spannungs- und Frequenzvorgabe. Nach Tabelle 4-1 sind vor allem im Inselbetrieb verschiedene Ansätze realisierbar. Während im Netzbetrieb/Netzparallelbetrieb das vorgelagerte Netz die Spannung und Frequenz als Master definiert, gibt es im Inselbetrieb verschiedene Methoden. Handelt es sich um eine bewusste Inselung, kann als Master weiterhin das vorgelagerte Netz dienen. Dies würde eine kurze Rücksynchronisation beim Ankoppeln auf das vorgelagerte Netz bedeuten. Des Weiteren gibt es die Möglichkeit einer Master-Slave-Struktur. Hierbei definiert eine MG-Komponente die Spannungs- und Frequenzreferenzwerte, welche von den restlichen Komponenten verwendet werden. Es entsteht in Anlehnung an Rechner- und Serverarchitekturen die Unterscheidung zwischen einer Multi-Master- (dynamisch) und Single-Master-Struktur (statisch). Während in dynamischen Strukturen der Wegfall des Masters einen Funktionswechsel in ein anderes IED vom Slave zum Master erfährt, ist bei statischen Systemen lediglich ein einziger Master vorhanden, der bei Ausfall keinen Weiterbetrieb des Inselmodus ermöglicht.

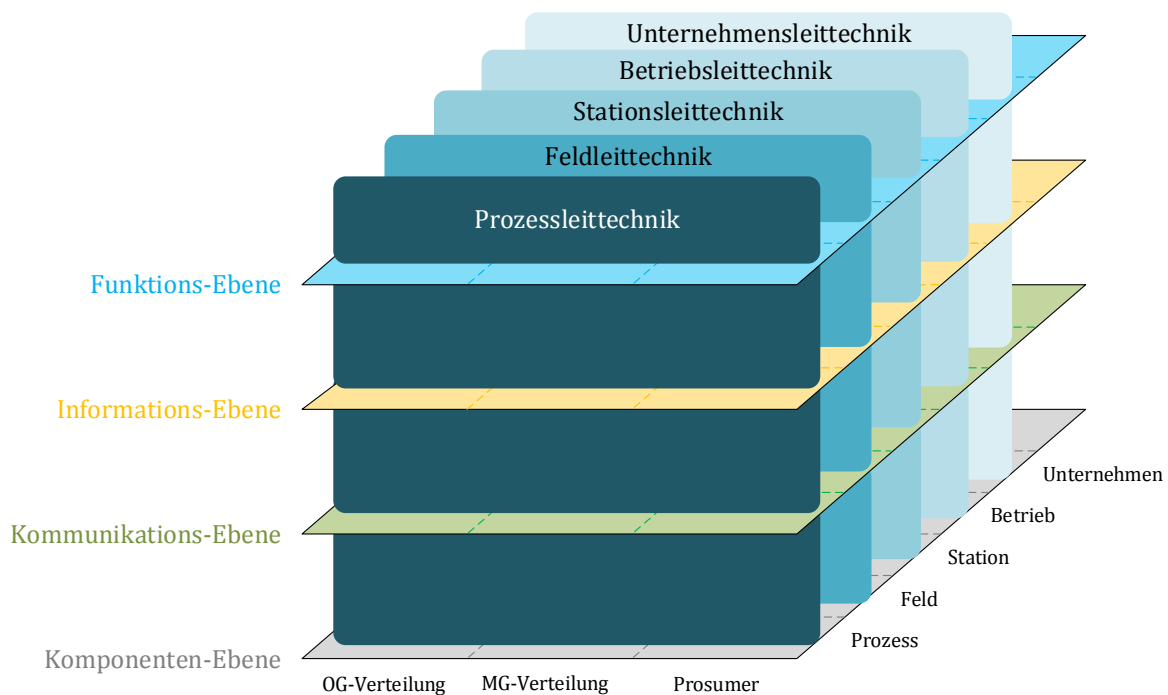
Als weiterer Ansatz ist die verteilte Spannungs- und Frequenzsteuerung durch lokale Messungen am jeweiligen IED zu benennen. Problematisch hierbei sind etwaige Schwingungen durch die regelungsbedingte Trägheit, sodass ein permanentes Ausregeln zur Übersteuerung führen kann [79].

### 4.3 *Stand der Leittechnik und Funktionen von Leitsystemen*

Leitsysteme dienen im Allgemeinen der Überwachung und Steuerung von Prozessen und definierten zeitdauernden Vorgängen mit Hilfe eines komplexen Systems aus Hard- und Softwarekomponenten [14]. Dabei definiert [80] *Leiten* als „*zweckmäßige Maßnahmen an oder in einem Prozess, um vorgegebene Ziele zu erreichen*“. Die durchzuführenden Steuerungseingriffe und -prozesse sind in diesem Kontext vielfältig. Ausgehend von bisherigen Veröffentlichungen sind keine einheitlichen Bezeichnungen für die leittechnischen Komponenten in MGs vorhanden. Dieser Abschnitt dient der allgemeinen Beschreibung der in dieser Arbeit verwendeten Begrifflichkeiten anhand der Entwicklung der Leitsysteme im Wandel der technischen Möglichkeiten.

Mit den neuen Strukturen der Verteilungsnetze und der Dezentralisierung der Netzüberwachung durch die SGs und MGs erfolgt ein Umdenken in den Leitsystemkonfigurationen. Klassische hierarchische Ebenen von Prozessleittechnik,

Feldleittechnik, Stationsleittechnik, Betriebsleittechnik und Unternehmensleittechnik werden aufgebrochen und erweitert, Autonomie von Netzknoten erschaffen und die Besitzverhältnisse der Einzelanlagen erfordern eine Einzelanlagen-Betrachtung [81]. Die Analogie der Leittechnikebenen zu dem MGAM ist offensichtlich und wird durch Namensanpassung und Funktionsaufteilung in der Zukunft Anwendung finden (siehe Abbildung 4-9).



**Abbildung 4-9: Leittechnikebenen im MGAM**

Im Verlauf der Arbeit umfasst der Terminus Leitsystem bzw. Leittechnik und Netzleittechnik innerhalb von MGs einen Verbund oder Zusammenschluss dieser Teilsysteme.

Ausgehend der aktuellen Überwachung und Steuerung des Verteilungsnetzes entsteht durch dezentrale Erzeuger und Stromlieferanten ein Bedarf bei der Steuerung und Regelung im Sektor der *Prosumer*. Dazu ist nicht nur eine Herunterskalierung sondern auch eine Anpassung der Sensoren und Aktoren der Überwachungs- und Steuerungssysteme notwendig. Viele aktuelle Leitsysteme erfüllen, abhängig ihrer Einsatzzwecke und -gebiete, unterschiedliche Anforderungen, die je nach Einsatz in den Firmen, Spezialanfertigungen auf Basis von Standardbausteinen der jeweiligen Leitsystemhersteller sind [82].

Heutige Leitsystemansätze basieren auf einem Knotenmodell mit hohem Abstraktionsniveau mit zumeist Echtzeit-Informationensystemen. Darüber hinaus ermöglicht ein Netzleitsystem heutiger EVUs eine effiziente Zusammenarbeit verschiedener IT-basierender Applikationen und Anwendungen mit Hilfe von einheitlich aufgebauten Objektdaten [82]. Mit der Herausbildung der klassischen Leitsysteme über die unterschiedlichen Systemebenen hin zu einem hierarchisch aufgebauten Konstrukt, ist ein Ansatz für die Modellierung heutiger und zukünftiger netz- und prozessüberwachenden Anlagen entstanden. Dabei erfolgt, in der Zeit komplexer IKT-Systeme und -Techniken, eine Reduktion der bisherigen Leitsystemebenen und ihrer Anwendungen zu schmaleren und weniger tiefgreifenden Systemarchitekturen. Mit steigender Anzahl an Informationen und Signalen innerhalb der zu überwachenden Prozesse sind die Gestaltung der Leitsysteme und speziell die aufbereitete Visualisierung der Prozesse für den Anlagenbediener maßgeblich. Daher werden mit wachsender Komplexität der Prozessüberwachung vordefinierte Teilautomatismen in den Prozess implementiert, um die Eingriffsmöglichkeiten und damit Fehlerhäufigkeiten zu reduzieren.

Bisherige Ansätze der Leitsysteme stellen die Mensch-Maschine-Schnittstelle zwischen dem Bediener und den Prozess. Als Prozessübersicht, Eingriffs- und Steuermöglichkeit des bedienenden Personals (Leitsystembediener) folgt im Paradigma der MGs ein Wandel zu autonomen Prozessen, die lediglich einer Überwachung bedürfen. Das sogenannte Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) beschreibt das computerbasierte Steuern und Überwachen von technische Vorgängen und Anlagen und inkludiert die Gesamtsysteminstallation zentraler oder dezentraler Systeme. Teilautomatismen und Regelungen sind nahe des Prozesses durch speicherprogrammierbarer Steuerungen integriert. Mit dem Bezug zur Automatisierungspyramide nach Quelle [83] erfolgt die Datenerfassung mittels Kopplung der Peripherie (bspw. Messgeräte, Schaltgeräte) über Kopplersysteme und Feldgeräte zur Integration und Aufbereitung im SCADA. Dieses grundlegende Verständnis wird sich in den folgenden Betrachtungen nicht ändern, sondern um Attribute, Eigenschaften und Architekturen ergänzt. Dabei werden vor allem die neuen technischen Möglichkeiten im Bereich der Kommunikation die Integration der Feldgeräte vereinfachen.

Die Netzleittechnik, ein spezifisches Leitsystem zur Überwachung von Netzstrukturen (wie Gas-, Wasser- und Stromversorgungsnetze) und ihrer Zustände, vereint die Mess-, Steuerungs- und Regelungs-(MSR)-Technik. Der Netzleittechnik werden Komponenten wie Fernwirktechnik, Fernwirkknoten sowie die Leitstelle unterstellt. Diese

Komponenten werden in der Transformation auf MGs eine Anpassung und Änderung erfahren. In der Netzleittechnik werden neben dem sog. SCADA, der Hauptfunktionalität zur Visualisierung der Prozesse für den Anwender Unterfunktionen nach [84] definiert. Dazu zählen u. a.:

- MMI/Mensch-Maschine-Interface,
- Darstellung von Anlagenbildern, Kurvengrafiken, Listen,
- Meldungsverarbeitung (Meldung (Signalisierung), Warnung, Alarmierung),
- Verarbeitung von Mess-, Zählwerten und Befehlen,
- Überwachung übergeordneter Restriktionen und Verriegelungen,
- Verwaltung der kommunikativen Anbindung zu parallelen oder über-/untergeordneten Systemen.

Als weitere Funktionen bisheriger Netzleitsysteme werden die Höheren-Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen angeführt (HEO-Funktionen). Der Umfang der HEO-Funktionen beinhaltet bspw. State Estimation, Lastflussberechnung, Zustandssimulation, Kurzschlussstromberechnung, Ausfallvariantenrechnung sowie Lastflussoptimierung und Prognose [85] (siehe Abbildung 4-10).

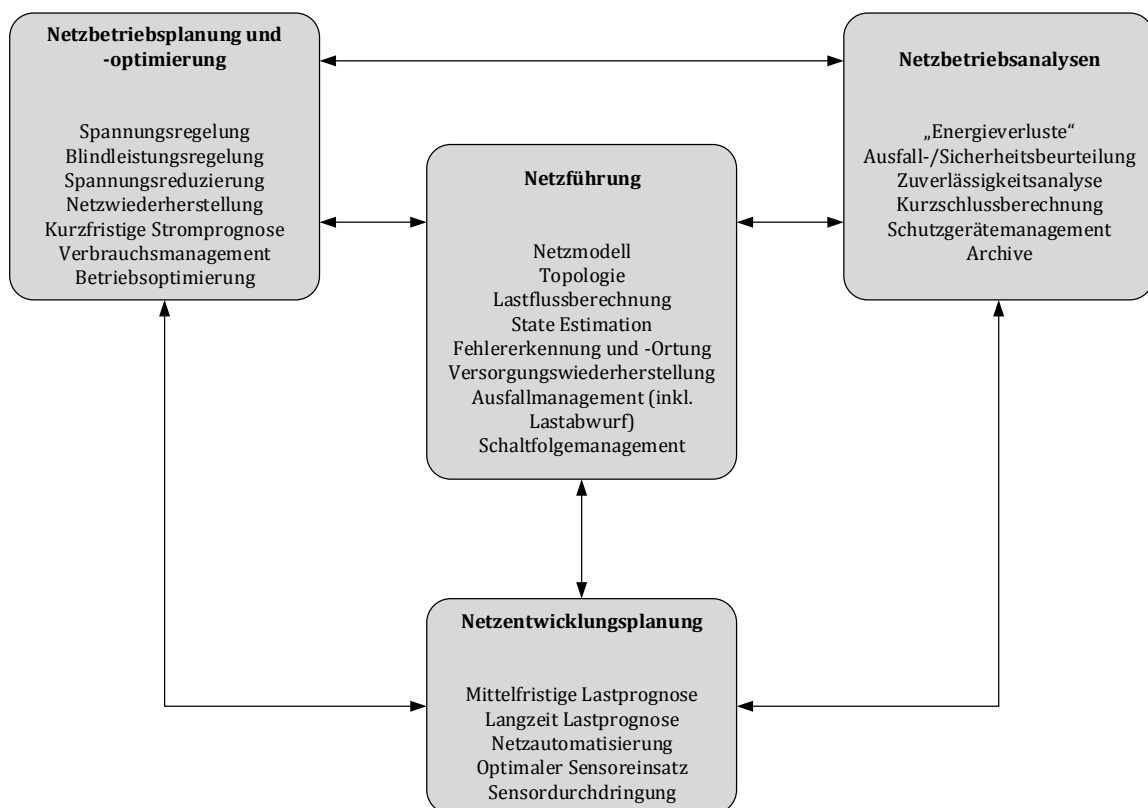


Abbildung 4-10: Abhängige Bereiche der Netzleittechnik für MG-Strukturen in Anlehnung an [86]



Netzleitsysteme erfüllen keine Schutzaufgaben und -funktionen. Dafür sind in den lokalen gerätenahen Steuerungen die jeweiligen Mechanismen integriert. Aufgrund der Reaktionszeiten ist ein Leitsystem für die Einhaltung der Kriterien eines Schutzsystems nicht ausgelegt [87]. Zukünftige Leitsysteme werden einen Applikationsumfang bilden wobei eine oder mehrere Applikationen eine oder mehrere Funktionen der Leitsysteme abbilden. Vor allem das oben aufgeführte MAS bietet dafür ein geeignetes Mittel als Integrationsplattform.

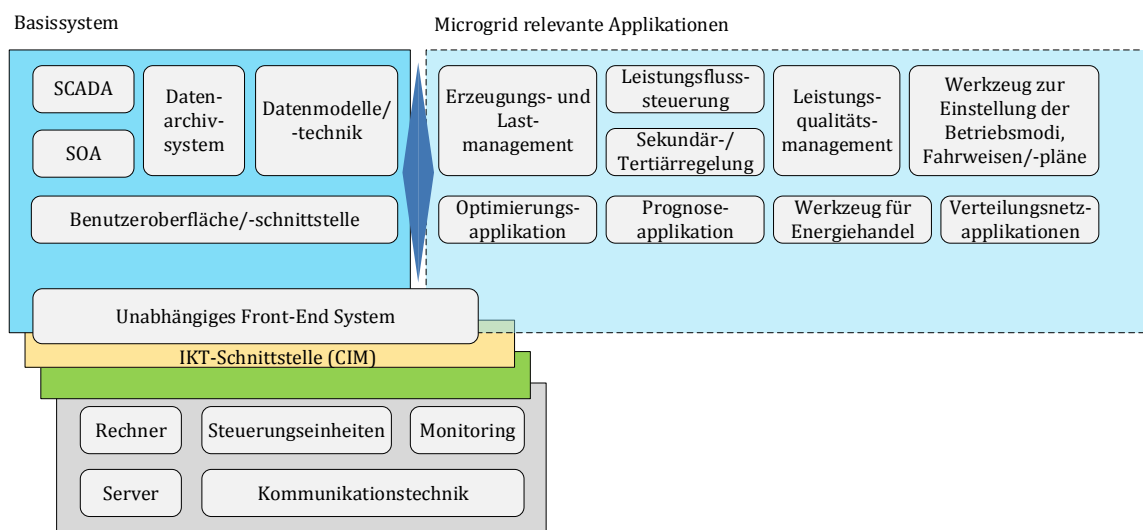
## ***4.4 Grundlegender Ansatz zur Leitsystemkonzeption für Microgrids***

### **4.4.1 Allgemein**

Der primäre Ansatz zur Konzeption einer Leittechnikarchitektur ist ein modulares Bausteinprinzip (Komponenten), das auf Grundlage von einheitlichen Informationsmodellen und einer Kommunikationsinfrastruktur (siehe 3.5.2), in ihrer kombinierten Vielfalt, Applikationen bildet. Ausgehend ihrer Funktionen und Aufgaben können Applikationen im Kontext der Zellenbildung des Energieversorgungssystems zu Applikationssystemen verknüpft bzw. gebündelt werden [82]. Dabei stellen Applikationen sowohl direkt Anwendungssoftware als auch Softwareanwendungen dar. Zusätzliche Integrationsschnittstellen zu Parallelsystemen sind innerhalb einer Leittechnikarchitektur zu implementieren. Durch geschickte Zusammenfassung der Applikationen ist eine variable Adaptierung und Kalibrierung des allgemeinen Leittechnikkonzepts an die Belange des jeweiligen Einsatzes möglich. Je nach Ansatz kann ein Leitsystem zentralisiert, dezentralisiert oder hierarchisch aufgebaut sein, über standardisierte Kopplungsmechanismen (XML, TCP/IP) und Kommunikationsverfahren wie Inter-Control Center Communication Protocol (ICCP) kommunizieren und im Systemverbund der Netze als Netzknoten betrachtet werden. Dabei bildet das Leitsystem die Schnittstelle zur Kopplung der Applikationen und Anwendungen. Letztere sind bei gleicher Funktion kongruent und wiederverwendbar auszulegen und zu programmieren [82]. Der Bausteinansatz ermöglicht die nahtlose Integration und Implementierung von Applikationen von Drittanbietern und flexibilisiert das Gesamtsystem „Leittechnik“ für ein MG. Hierzu sind in [34], [82], [84] und [87] umfangreiche Informationen zur Ausgestaltung, inklusive vertikaler und horizontaler Integration, von Leitsystemen zu finden.

Als Grundlagenbaustein zukünftiger Leitsysteme ist das SCADA zur Überwachung der Anlagen- und Netzkomponenten sowie ein Archiv- und Datenverarbeitungssystem zu

wählen. In Kapitel 4.3 sind die Funktionalitäten und Ausführungen für ein entsprechendes SCADA aufgeführt. Zusätzliche Applikationen bilden darüber hinaus bspw. EMS, Prognosewerkzeuge, Leistungs- und Lastflussberechnungswerkzeuge. Diese Applikationen sind durch standardisierte An- und Einbindung kompatibel zu gestalten. Mit Hilfe der aufgeführten Informations- und Kommunikationsebene des MGAM (Kapitel 3.4 und 3.5) ist ein Rahmen für die Interoperabilität und Kompatibilität im IKT-Sektor aufgezeigt. In der Abbildung 4-11 werden die Standardapplikationen und möglichen Erweiterungen im Konzept der MGAM-Domänen dargestellt. Mit der Fixierung eines Basissystems lassen sich Produktlösungen ebenfalls auf andere Anwendungen projizieren (Wasser- und Abwassernetz, Gasnetz). Jede Erweiterung oder Applikation kann durch eine definierte Datenstruktur an das Basissystem integriert bzw. angehängt werden. Diese Anbindung erfolgt dabei entweder über eine separate Anwendungssoftware oder über basissystemintegrierte Softwareanwendung. Diese Modularität ermöglicht einen unkomplizierten Austausch von Applikationen inkl. ihrer Modifikationen bei Aktualisierungen.



**Abbildung 4-11: Leitsystemapplikationen**

Das Basissystem als Einheit umfasst die Sicherstellung grundlegender Funktionen wie Betriebsdatenbank, Redundanz, Datenaustausch sowie die Koordination von verwendeten Rechnersystemen. Es enthält darüber hinaus die Applikationen [88]:

- **Datenmodelle/-technik** für die Dateneingabe und Datenänderung (Anlagendaten/Netzwerkdaten, Vollgrafik-Beschreibungen), Datenimport und Datenexport,

- **Benutzeroberfläche/-schnittstelle (UI<sup>13</sup>)**, eine leistungsfähige und grafisch orientierte Schnittstelle zwischen dem Bediener und dem System,
- **Unabhängiges Frond-End System** inkl. Kommunikationsprotokollen für die Verbindung von Prozessen durch Remote Terminal Units (RTUs) und IEDs,
- **SCADA-Anwendungen** für die Umsetzung der für den Systembetrieb erforderlichen Meldefunktionen, Messungen, Steuerungen und Überwachung,
- **Datenarchivsystem (HIS<sup>14</sup>)** für die Speicherung, Archivierung und spätere Rekonstruktion der Prozessdaten,
- **Service-orientierte-Architektur-Applikation (SOA)** für eine genormte und unkomplizierte Einbindung (Anwendung internationaler Standards) von ausgewählten Funktionalität durch externe IT-Systeme mit Hilfe eines Enterprise Service Bus (ESB).

Ausgehend von diesem Basissystem sind die in Abbildung 4-11 aufgeführten MG-Applikationen und Funktionalitäten herausgestellt worden. Dazu zählen u. a. (vgl. [88]):

- **Erzeugungs- und Lastmanagement (GLM<sup>15</sup>)** für die optimierte Steuerung der dezentralen Erzeugung und Last,
- **Prognoseapplikation (FA<sup>16</sup>)** für die Prognose Last und Erzeugung erneuerbarer Energien,
- **Optimierungsapplikation** zur ökologischen und ökonomischen Optimierung der Erzeugung, Speicherung und Netzkomponenten.

Diese Applikationen als Softwareanwendungen bzw. kombinierte Software-/Hardware-Komponenten werden in ein wie in Abbildung 4-12 dargestelltes Konstrukt integriert. Attribute wie Zuverlässigkeit, Skalierbarkeit (flexibel erweiterbar), Sicherheit, einfache Parametrierung und Konfigurierung sowie unbemannter/autonomer Betrieb prägen die Architektur eines Leitsystems [88]. Detaillierte Ausführungen zu Leitsystemen und vor allem ihrer Umsetzung finden bedingt nach Notwendigkeit im Kapitel 6 statt.

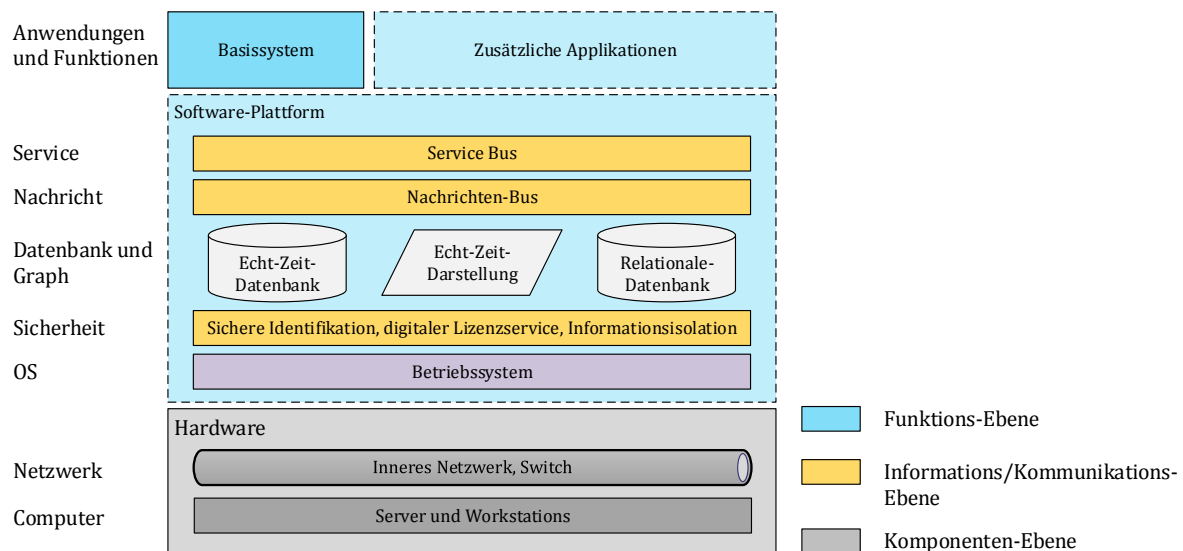
---

<sup>13</sup> User Interface

<sup>14</sup> Historical Information System

<sup>15</sup> Generation and Load Management

<sup>16</sup> Forecast Application



**Abbildung 4-12: Software-/Hardware-Architektur eines Leitsystems für Microgrids in Anlehnung an [89]**

## 4.4.2 Verfahren einer Leitsystemkonzeption

Zur Errichtung eines Leitsystems in bestehende bzw. geplante MGs kann beispielhaft der folgende Konzeptionsablauf herangezogen werden. Spezifische Gedankenanstriehe werden teilweise mit aufgeführt. Entsprechend dieses Ansatzes ist das in Kapitel 6 vorgestellte Leitsystem konzipiert. Ausgehend vom Modell des MGAM beginnt eine Analyse des vorhandenen oder geplanten Netzes. Je nach Stand des geplanten MG, erfolgt eine leicht veränderte Abfolge. Aufgrund des Vorhandenseins eines MG des in Kapitel 6.1 vorgestellten Projekts, wird der folgende Rahmen einer Konzeption gewählt. In der Anlage A.9 ist der in diesem Kapitel beschriebene Algorithmus in tabellarischer Form hinterlegt. Die Zahlen symbolisieren den jeweiligen Schritt dieser Auflistung.

Die erste Frage beläuft sich auf das Medium **(1)** bzw. die Medien des zu überwachenden Netzes. Kombinationen sind in MGs durch Verwendung konventioneller Energieträger möglich (bspw. BHKW – Strom, Wasser, Gas). Nach Fixierung des Mediums ist die Einsatzdomäne **(2)** festzulegen (Prozess, Station, Betrieb). Je nach Domäne unterscheiden sich die Umfänge des Leitsystems. Im folgenden Schritt erfolgt eine Analyse der Peripheriegeräte **(3)** zur Feststellung von Protokollstrukturen und Anbindungsmöglichkeiten vorhandener oder definierter Komponenten. Anschließend sind optionale Erweiterungsfunktionen **(4)** zu spezifizieren. Dabei ist entscheidend, welche Einbindung (extern, intern) der Zusatzapplikationen angestrebt wird. Ausgehend der bisherigen Analysen, kann die Auswahl eines entsprechenden Grundsystems je nach Portfolio **(5)** der verschiedenen Anbieter ausgewählt werden, welches den benötigten

Funktionsumfang aufweist. Erst an dieser Stelle erfolgt die Netzanalyse **(6)** bezüglich der Topologie. Es folgt nach Abhängigkeit von Datenanalyse (Datentypen, Anzahl), Funktionsanalyse, Protokollfestlegung, Verfügbarkeitsanforderung (Redundanz), verteilter Funktionen und Archivauslegung die Auslegung **(7)** des jeweiligen Produktes (Software). In Anlehnung an die spezifizierte Software können die Hardwarespezifikationen **(8)** ermittelt werden, welche durch Leistungsdaten und gewünschte Infrastruktur (z. B. redundante IKT, redundantes Netzwerk) Beeinflussung finden. Der folgende Arbeitsschritt **(9)** beschreibt die Implementierung der ausgewählten Software auf die Hardware. Dazu zählen die Installation des Betriebssystems und des Leitsystems sowie die Grundparametrierung der Hardware inkl. Netzwerkidentifikationseinstellungen (ID, IP-Adresse). Danach wird das entsprechende Netzwerk **(10/11)** mit den jeweiligen Netzwerkkomponenten (Router, Switch, Feldkopf, Server, UI) aufgebaut. Erst in diesem Schritt ist eine Grundparametrierung der Leittechniksoftware möglich **(12)**. Dazu zählen u. a. grundlegendes Erscheinungsbild der Visualisierungen (Symbolstruktur, Betriebsmitteldarstellung, Farbkonzept, Zellen- und Leiterabstände), die Beschreibung der Funktionen sowie die Grundparametrierung der „Power Application Toolbar“ (PAT). Als parallele Arbeit ist die Erstellung einer Datenpunktliste aufzuführen **(13)**. Darauf aufbauend entsteht das Datenmodell **(14)**, jeweils abhängig der ausgewählten Norm (siehe Kapitel 3.4.2). Bestandteile des Datenmodells sind neben den Datenpunkten der Datenpunktliste, die Abbildungen der Betriebsmittel in den Anzeigen und der PAT, die Fernwirkanbindungen und die funktionsabhängigen Berechnungen und Parameter.

Nach diesen Vorarbeiten in Leitsystem-Hard- und -Software können die Einrichtung des Netzes und die Aufnahme in die Software erfolgen. Dazu zählt ebenfalls die Einrichtung einer definierten Benutzerverwaltung **(15)**. Optional findet die Einbindung der Zusatzfunktionen statt. Als Hauptarbeit zählen in dieser Phase das Einpflegen des abzubildenden Netzes in die SCADA-Visualisierung und die Anbindung (nach gewünschter Funktionalität) von Erweiterungen und Zusatzapplikationen **(16)**. Eine detailliertere Angabe über die einzelnen Arbeitsprozesse in dieser Phase wird in dieser Arbeit nicht vorgenommen. Den Abschluss findet die Dokumentationserstellung und Inbetriebnahme des Systems **(17/18)**.

Diese Auflistung enthält keine Aussage über grundlegende Leitsystemkomponenten wie Betriebstagebuch und Meldelisten. Diese und weitere Basissystemkomponenten bilden die Voraussetzung und Standards von Leitsystemen.

## 5 DIFFERENZIIERTES FAHRPLAN- UND ENERGIEMANAGEMENTSYSTEM

Mit der Einführung eines Basissystems in der Leitebene für MGs (Kapitel 4.4) ist die Grundlage für die Steuerung, Überwachung und Datenanalyse von Prozessen und Stationen in MGs geschaffen. Um eine autonome, zustands- und zeitabhängige Steuerung der Komponenten oder des MG zu gewährleisten, ist die Möglichkeit einer additiven Applikation eines Energiemanagementsystems (EMS) in MGs zu untersuchen. Dazu erfolgt in diesem Kapitel eine Einführung in EMS und eine Beschreibung von Steuerstrategien und Funktionen solcher Systeme. Im Anschluss werden EMS-bedingte Fahrpläne zur autonomen Steuerung der MGs ermittelt und definiert.

### 5.1 Einführung Energiemanagement

Ein EMS beschreibt nach [90] ein effektives und effizientes Leistungsfluss- und Energiefluss-Verwaltungsinstrument, bestehend aus hard- und softwareunabhängigen Bausteinen (Applikationen). Dabei beeinflusst es organisatorische und technische Prozesse zur Verbesserung der Energieeffizienz innerhalb eines Unternehmens, Betriebs oder einer Prozesskette. In [5] wird ein EMS wie folgt definiert:

*„Energiemanagementsystem:*

*Rechnersystem, auch verteilt auf eingebetteten Geräten und Gateways in verschiedenen Systemdomänen des Energiesystems installiert (z. B. Kundenobjekt bezogenes, Verteilungsnetz bezogenes, Übertragungsnetz bezogenes und Energiemarkt bezogenes Energiemanagement), das eine Softwareplattform zur Bereitstellung von Basishilfsdiensten und einen Anwendungssatz von Funktionen, die für einen effektiven Betrieb der elektrischen Erzeugung und Übertragungseinrichtungen benötigt werden, bereitstellt.“ [5]*

Im Kontext MG hilft ein EMS bspw. die Leistungsflüsse bedarfsgerecht zu steuern, die Nutzung regenerativer Energien zu steigern, die Netzbelastung zu optimieren und/oder den CO<sub>2</sub>-Ausstoß konventioneller DEAs zu reduzieren (innerhalb der Sekundär- und Tertiärregelung siehe Kapitel 4.2.2). Mit Ansatz der hierarchischen Kontrollstruktur aus Kapitel 4.4 fügt sich das EMS in die MG-CC-Kontrollebene ein und wird aus Netzsicht dezentral behandelt. Nach der Definition in [90] und den optionalen zusätzlichen Applikationen für eine MG-Leittechnik (siehe Abbildung 4-11, Kapitel 4.4.1) kann das EMS

eines MG als Kombination des Basissystems mit optionaler Funktionserweiterung angesehen werden. Dabei findet das MAS als Implementierungsrahmen Anwendung bei der Beschreibung und Darstellung von EMS in MGs. Die Steuerung des MG mit Hilfe von EMS stützt sich auf der Grundlage der zusätzlichen Funktionen wie Wetter-, Erzeugungs- und Lastprognosen aus der Prognoseapplikation, definierte Fahrpläne und Fahrweisen aus dem Betriebsmodus- und Fahrplantool sowie auf optimierte Zielfunktionen aus dem Optimierungstool. Das MG-EMS muss, unter Berücksichtigung der Energiespeichersysteme und der Steuerung der Energieflüsse, in zwei Betriebsmodi (mit und ohne Anschluss an das öffentliche Netz) durchgeführt werden. In diesem Sinne muss das MG in der Lage sein den Energieexport/-import zum vorgelagerten Netz zur Steuerung der Wirk- und Blindleistungsflüsse zu kontrollieren und die Energiespeicher [68] zu überwachen. Im netzgekoppelten Betrieb werden einige der Systemdynamiken durch das Versorgungsnetz, aufgrund der geringen Größe der DEAs, versorgt. Im Inselbetrieb wird die Systemdynamik durch die Leistungs-, und Spannungs-Frequenz-Steuerungsmechanismen erhalten. Regelabweichungen werden durch die Speichereinheiten ausgeglichen.

Ein EMS innerhalb von MGs organisiert darüber hinaus das Vertrags- und Tarifgeschäft zum externen Markt (innerhalb des MGAM die Domäne „Markt“). Mit der Steuerungsarchitektur des MAS kann ein EMS für MGs wie in Abbildung 5-1 dargestellt werden. Durch die Möglichkeit der verteilten bzw. zentralisierten Steuerung im Sekundärregellevel sind Fahrplanerstellungsgagenten je nach Konzept verteilt. Die Abbildung 5-1 suggeriert eine ausgelagerte Datenbasis. Die Darstellung zeigt, dass auf Grundlage externer Daten (bspw. Wetterdaten, Tarifdaten) der MG-Betrieb beeinflusst wird. Darüber hinaus kann der externe Datenbestand die ausgelagerten Archivdaten des MG darstellen. Ungeachtet dessen sind für den Betrieb des MG zusätzlich die internen Prozessdaten und Archive nötig. Des Weiteren besteht eine kommunikative Verbindung zur Marktdomäne und Wirtschaftsdomäne des SGAM durch die Darstellung der Interaktionen zur Umwelt (siehe zusätzlich Basiszelle Abbildung 3-2). Darüber hinaus sind dem MG-O- und SCADA-Agenten weitere funktionale Agenten unterstellt wie bspw. Leistungsflussanalyse-, Dispatch-Steuerungs-, Prognose-Applikations-, Optimierungs-Applikations-Agenten.

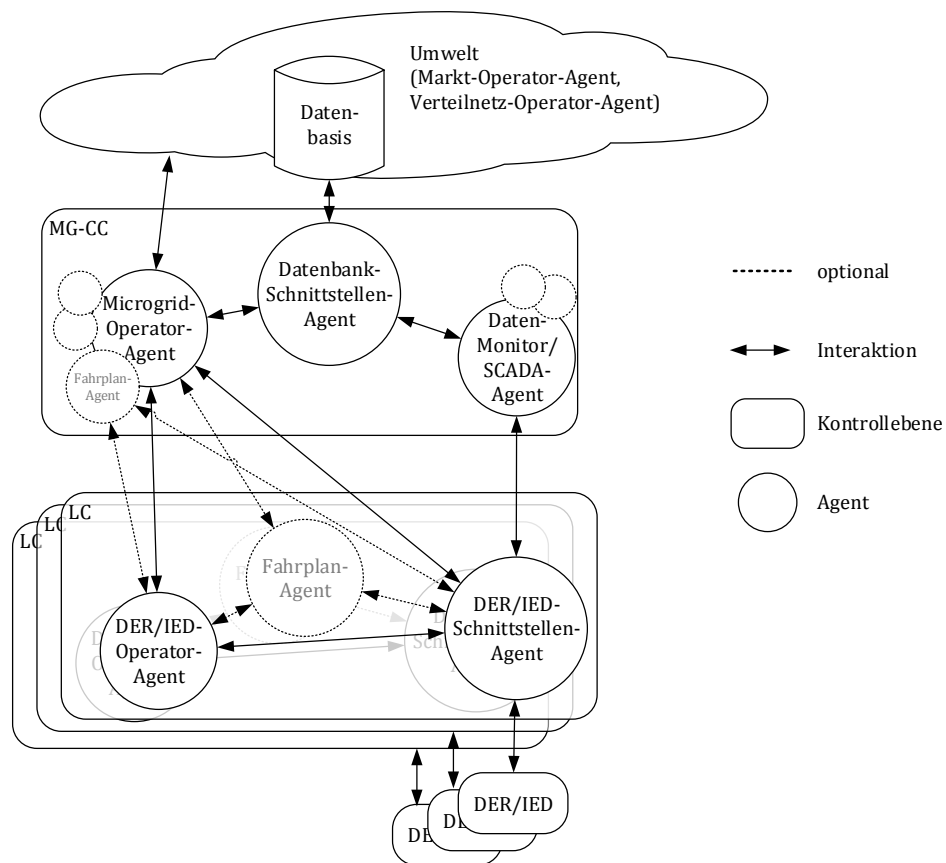


Abbildung 5-1: MAS-basierte EMS-Architektur in Anlehnung an [91]

Daraus resultiert die Abbildung 5-2, die den Informationsfluss und Abhängigkeit des EMS für die MG-CC Kontrollebene darstellt.

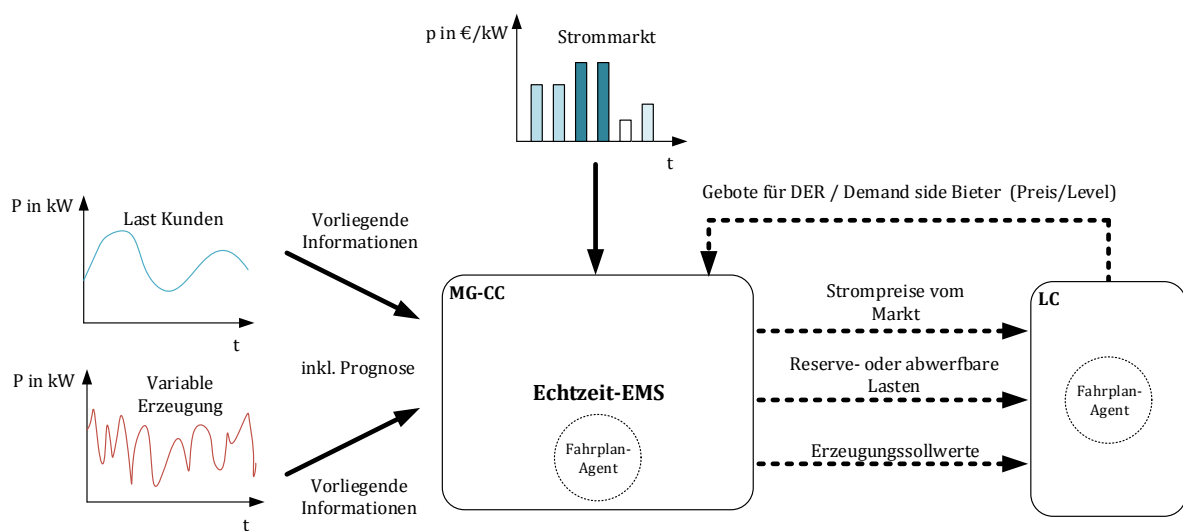


Abbildung 5-2: Informationsflüsse für EMS in Anlehnung an [92]



Die optionale Bieter-eigenschaft der LC entsteht durch die Dezentralisierung der EMS-Struktur und Auslagerung der Fahrplangestaltung der einzelnen DER. Vor allem bei verteilten Besitzverhältnissen und dem Drang nach wirtschaftlichem Einzelbetrieb können diese Strukturen auftreten. Dabei werden den einzelnen IEDs Entscheidungshilfen und Zielfunktionen inkl. Nebenbedingungen zur Verfügung gestellt. Zur Einsatzplanung im MG stellt sich dabei ein Geschäftsverhältnis zu den Einzelanlagen auf, welches nach ökologischen und ökonomischen Gesichtspunkten den Beitrag dieser IEDs in der Gesamtbilanz regelt.

Der autonome Betrieb durch ein intelligentes und vordefiniertes Fahrplanmanagement ist für den sicheren Betrieb nötig. Dieser Thematik wendet sich das Kapitel 5.3 zu.

Im Vergleich zum bereits vorgestellten SCADA-System, welches zur abgesetzten Führung und Steuerung von Netzen nötig ist, sind die EMS-Funktionen als optional charakterisiert.

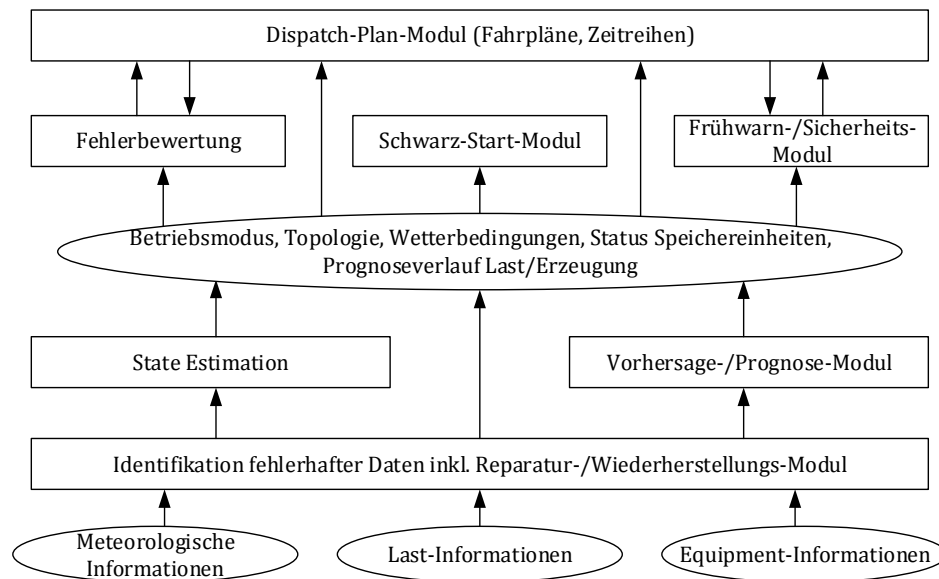
## ***5.2 Funktionen und Steuerstrategien von Microgrid-Energiemanagementsystemen***

Ausgehend der Betriebsweisen der einzelnen MG-Komponenten können diese in AC- oder DC-Betriebsmittel untergliedert werden (siehe Kapitel 3.6). Damit sind unterschiedliche Arbeitsweisen dieser DER zu separieren. Eine PV-Anlage kann bspw. mit der Arbeitsweise MPPT-Modus oder Sollwert-Modus betrieben werden. Ein Generator kann hingegen durch schnelle Regelung die Ausgabeleistung entsprechend der Last nachsteuern. Dafür steht ein Betrieb für hohe und niedrige Ausgabeleistung in Abhängigkeit der Anforderung im Inselbetrieb zur Verfügung. Bei stationären Batterien sind für das Energiemanagement das Entladen und Beladen des Speichers als Arbeitsweise entscheidend. Zusätzlicher Nutzen wird durch die Erfassung des Ladezustandes, die Steuerung von Ausgangsspannung sowie Wirk- und Blindleistung aggregiert. Vor diesem Hintergrund und den in Kapitel 4.2.2 eingeführten hierarchischen Steuerungsebenen kann nach [73] ein vereinfachtes Prozessablaufdiagramm für die Steuerungsebenen erstellt werden (siehe Anlage A.10). Dieses schließt sowohl die zentrale als auch dezentrale Verwendung eines EMS (in der Sekundärregelung) ein.

### **5.2.1 Funktionen eines Microgrid-Energiemanagementsystems**

Das MG-EMS integriert zusätzliche Funktionalitäten zum Basissystem in das Leitsystem eines MG. Folgend werden die für das MG wichtigen Zusatzapplikationen beschrieben und

in Abbildung 5-3 im Zusammenhang dargestellt. Darüber hinaus kann das EMS Optimierungsalgorithmen sowie Offline-Simulationsfunktionen enthalten.



**Abbildung 5-3: Beispiellarchitektur eines EMS in Microgrids in Anlehnung an [93]**

### Erzeugungsmanagement

Mit der integrierten Primärregelung besitzen die einzelnen DGs selbstadaptive Funktionen zur Anpassung der leistungselektronischen Umrichter und Steuerungen zur schnellen Anpassung der Ausgabe von Wirk- und Blindleistung. Durch übergeordnete Bedarfsanmeldung können die Systemleistungen gesteuert werden.

### Management von Energiespeichern

Mit Hilfe der Erfassung der Speicherzustände der stationären Speicher kann, abhängig der Arbeitsweise des Energiespeichers, Systemdienstleistung erbracht werden (bspw. Unterstützung der Last bei Unterdeckung der Erzeugung).

### Lastmanagement

Im normalen Betrieb ist die Leistungsbilanz innerhalb des MG ausgeglichen. Vor allem bei Nutzung dargebotsabhängiger, fluktuierender erneuerbarer Erzeugung ist die Steuerung von einem geeigneten Lastmanagement abhängig. Dabei kann die Nutzung von flexiblen Lasten auf der Nachfrageseite entsprechend der Erzeugungssituation durch direkten Eingriff (DSM) und/oder durch Reaktion auf Tarif- und Preissignale (Demand-Response-Management (DRM)) erhöht werden. Effekte wie *Peak Clipping* (engl. für „Spitzenbegrenzung“), *Valley Filling* (engl. für „Tal füllend“) und *Load Shifting* (engl. für „Lastverschiebung“) schaffen einen nivellierten Last- und Erzeugungsverlauf.

### **Umschaltung der Betriebsmodi**

Ausgehend der aktuellen Auslösung des Übergangs in den Inselbetrieb, bei Ausfall- oder Fehlerzuständen des vorgelagerten Netzes, wird dieser durch ökologische oder betriebsmodusabhängige Umschaltkriterien erweitert. Fahrplanspezifische Betriebsmoduswechsel sind damit plan- und vorhersehbar.

### **Fahrplangenerierung**

Mit Hilfe generierter Fahrpläne durch Absprache der DEAs innerhalb des MG sind spezifisch orientierte Ziele als Kriterium für die Ausgestaltung der einzelnen Anlagenfahrpläne notwendig. Mit der Einführung des MAS können bspw. über Preisabsprachen die einzelnen DEA-Fahrpläne oder ein Gesamtfahrplan des MG generiert werden.

### **Prognosewerkzeuge**

Erneuerbare Energien werden von meteorologischen Faktoren mit einer starken Zufälligkeit beeinflusst. Daher sind die Fehler für Wochenprognosen oder längere Zeiträume sehr groß. Daraus folgend ist der Prognose-Zyklus von EE im MG-EMS kürzer angesetzt. Der Prognose-Zyklus wird in vier Skalen eingeteilt [93]:

- ultra-kurzfristig (Sekunde voraus),
- Kurzzeit (Minute voraus),
- mittelfristig (Stunde voraus),
- langfristig (Tag voraus).

Da die Last die aktive Seite der Leistungsbilanz darstellt, sollte der entsprechende Lastprognose-Zyklus entsprechend des Erzeugungsprognose-Zyklus ausgelegt sein. Die vom Last- und Erzeugungsprognosemodul zur Verfügung gestellten Daten sind die Grundlage für Sicherheitswarnung, Einsatzplanung etc.

### **Zustandsschätzung (State Estimation)/Mustererkennungsmodul**

Die Hauptfunktionen des Zustandsschätzmoduls sind Topologie-Fehlererkennung und Betriebsparameter-Schätzung etc. Dieses Modul enthält darüber hinaus eine Identifikationsfunktion für inkonsistente, fehlerhafte oder unplausible Daten. Trotz der einfachen Topologie von MGs ist die Durchführung einer Zustandsschätzung durch den hohen Anteil intermittierender Energie schwierig.

Wie bereits in Kapitel 2.4.3 beschrieben, existieren drei Betriebsmodi: netzgekoppelter Modus, autonomer Modus und der Übergangsmodus zwischen den obigen, erstgenannten zwei Modi. Die Hauptaufgabe der Mustererkennung ist die Identifizierung des

Betriebsmodus des MG. Dabei stehen nach [94] sowohl aktive als auch passive Methoden zur Verfügung. Innerhalb des autonomen Modus dient das Modul zur Laufzeitbewertung dieses Betriebs.

### **Sicherheitsfrühwarn- und Schutz-Modul**

Das Sicherheitsfrühwarn- und Schutz-Modul beinhaltet die Funktionen der Risikobewertung, statischen Stabilität und transienten Stabilitätsprüfung. Das Modul berücksichtigt Leitungsfehlerwahrscheinlichkeit, stochastische Betrachtung der EE und die Kapazität der Energiespeicher bei der Durchführung der Risikobewertung. Durch die Zufälligkeit und Unschärfe des Auftretens von Leitungsfehlern wird die *Credibility Theory* angewendet, um das operationelle Risiko zu bewerten und eine entsprechende Sicherheitsstufe festzulegen. Die Stabilitätsgrenze des autonomen Modus ist dabei kleiner als die des netzgekoppelten Betriebs. Daher benötigt der autonome Betrieb ein schnelleres Frühwarnsystem [93].

### **Dispatch-Plan-Modul**

In [93] hat sich das Dispatch-Plan-Modul als Kernmodul eines MG-EMS herausgestellt. Dieses hat die Fähigkeit der Unterstützung der Energiebilanz und Stabilisierung des MG. Die Aufgaben und Spezifikationen werden wie folgt dargestellt: Gestaltung und Aktualisierung des Dispatch-Plans unter Berücksichtigung von Nebenbedingungen wie spezifischen Betriebszustand, Sicherheitsstufe des Systems und Wartungsplan,

- Umsetzung präventiver Kontrollen bei abnormalen Zuständen im System, Umsetzung Notfallsteuerung bei Störungen.

Merkmale des Dispatch-Plan-Moduls sind wie folgt dargestellt:

- es gibt mehrere Arten von Ressourcen, die für den Dispatch-Plan (z. B. Energiespeicher, BHKW) eingesetzt werden können,
- das Verhältnis von nicht-planbaren Ressourcen (bspw. Windkraft, Photovoltaik) ist hoch.

### **Schwarz-Start-Modul**

Bei nicht-vorhandenem vorgelagertem Netz und beim Fehlen jeglicher gesicherter Lastversorgung im autonomen Modus kann ein sog. „schwarzer“ Netzzustand („Black-Out“) durch fehlende sequenzielle Lastminimierung unvermeidbar werden. Mit Hilfe eines entsprechenden Moduls mit hinterlegtem Schwarz-Start-Schema ist eine Rückkehr zum gesicherten Betrieb möglich. Das Schwarz-Start-Modul in Verbindung mit einem

Fehlermanagement ermöglicht die Einordnung der Betriebsmodi in den Gesamtprozess des MG (siehe Anlage A.11, Abbildung A-5).

### 5.2.2 Steuerstrategien eines Microgrid-Energiemanagementsystems

Abhängig der einzelnen Fahrpläne sind allgemein zwei Betriebsmodi des MG, fakultativ des Vorhandenseins der einzelnen Komponenten, möglich. Mit dem Wechsel zwischen diesen beiden Betriebsmodi ist eine Strategie zur physikalischen Netzbeeinflussung durch hardwaretechnisches Zu- und Wegschalten des MG zum vorgelagerten Netz beschrieben. Dabei stellen diese Grundzustände bereits grundlegendes Verhalten des MG und der enthaltenen Komponenten dar. Grundlegend können zwei Flussdiagramme für den MG-CC Algorithmus definiert werden. In Anlage A.12, Abbildung A-6 wird danach die allgemeine Leistungsflussausgleich und in Anlage A.12, Abbildung A-7 die Sequenz des Betriebsmodus-Wechsels dargestellt.

Neben diesen Funktionen ist die Verteilung der Steuerung der netzbildenden Eigenschaften zu berücksichtigen. Während im Netzparallelbetrieb das vorgelagerte Netz die Vorgabe für die netzbildenden Parameter Frequenz und Spannung zentral übernimmt, ist eine verteilte Parametervorgabe während des Inselbetriebes im MG sinnvoll, obwohl, vor allem bei den unterschiedlichen Kombinationsmöglichkeiten der Komponenten, eine zentrale Vorgabe auf den ersten Blick praktikabel scheint. Bei näherer Betrachtung fällt auf, dass dabei keine Vorgabe bei fehlerhafter Zentraleinheit existiert und daher ein stabiler Netzbetrieb nicht möglich ist. Eine veränderliche Master-Slave-Hierarchie ermöglicht einen flexiblen Einsatz der Komponenten des MG. Dabei sind je Netzbetriebsmodus und Verfügbarkeit verschiedene Varianten vorstellbar (siehe Tabelle 5-1).

**Tabelle 5-1: Master-Slave-Kombinationen**

Variante	Betriebsmodus	Master	Slave
1	Netzparallel	vorgelagertes Netz	alle netzbildenden Komponenten des MG (Umrichter, Generatoren)
2	Inselnetz	vorgelagertes Netz (wenn vorhanden)	alle netzbildenden Komponenten des MG (Umrichter, Generatoren)
3	Inselnetz	EMS	alle netzbildenden Komponenten des MG (Umrichter, Generatoren)

Variante	Betriebsmodus	Master	Slave
4	Inselnetz	konventioneller Erzeuger (z. B. Generatorregler, Synchrongenerator eines BHKW)	Umrichter (PV, Batterie u. a.), weitere konventionelle Erzeuger
5	Inselnetz	Batterieumrichter	Umrichter (PV, Batterie u. a.), konventionelle Erzeuger
6	Inselnetz	Umrichter Erneuerbarer Energien	Umrichter (PV, Batterie u. a.), konventionelle Erzeuger

---

Die Umsetzung dieser dynamischen Master-Slave-Hierarchie ist durch intelligente Controller für Generatoren, Batteriesysteme und Lademanagement-Einheiten mit einer klassischen Droop-Regelung für Frequenz und Spannung möglich. Dabei ist vorrangig ein Kollektiv aller Komponenten steuer- und regelungstechnisch mit Hilfe einer dezentralen, autonomen Infrastruktur zu betrachten.

### Netzparallelbetrieb/Netzbetrieb

Im Netzparallelbetrieb soll vorrangig die *normale* Stromversorgung der Verbraucher gewährleistet sein (Formel 5-1). Darüber hinaus steht das Prinzip der maximalen Nutzung der regenerativen und Minimierung der Primärenergien im Fokus (Formel 5-2). Dazu ist die PV-Anlage im MPPT-Modus zu betreiben und der Speicher zu lastschwachen oder erzeugungsstarken Zeiten zu laden. Des Weiteren kann in diesem Betriebszustand die Austauschleistung definiert werden, was zu einem wechselnden Betrieb zwischen Ent- und Beladen der stationären Batterie führt. Im Netzbetrieb wird die Blindleistung, präferiert durch den Speicher, bereitgestellt. Vorgaben zu Spannung und Frequenz definiert das vorgelagerte Netz [95](Formel 5-3).

$$S_{NVP} = S_{Erzeugung} + S_{Last} \quad 5-1$$

$$S_{ResErz}(t) = S_{EEG}(t) + S_{konv}(t) = \max! \quad 5-2$$

$$f_{NVP} = f_{Netz} = f_{MG} \quad 5-3$$

### Inselnetzbetrieb/Inselbetrieb

Innerhalb des Inselbetriebes besteht die Forderung nach Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch (Formel 5-4, Formel 5-2). Mit Hilfe des Speichermanagements und zusätzlicher konventioneller Erzeuger können Erzeugungsengpässe

dargebotsabhängiger Erzeuger ausgeglichen werden. Ist die Gesamtdimensionierung des MG lastpriorisiert, kann die Versorgung der Gesamtlast nicht immer gewährleistet werden. Dafür ist ein Lastmanagement für diese Lasten einzuführen. Neben steuerbaren Lasten sind entsprechend ihrer Priorität auch Abschaltungen möglich. Die Regulation der Wirk- und Blindleistung sowie Spannung und Frequenz erfolgt durch die DEAs. Dabei ist die Frequenz durch eine Master-Slave- oder Peer-to-Peer-Regelung umzusetzen [95].

$$S_{NVP} = S_{Erzeugung} + S_{Last} = 0 \text{ kVA} \quad 5-4$$

Diese Betrachtungen stellen die Grundlage für die allgemeine und spezifische Fahrweisen- und Fahrplangenerierung.

### ***5.3 Microgrid-Zustände und Fahrplangenerierung***

#### **5.3.1 Allgemein**

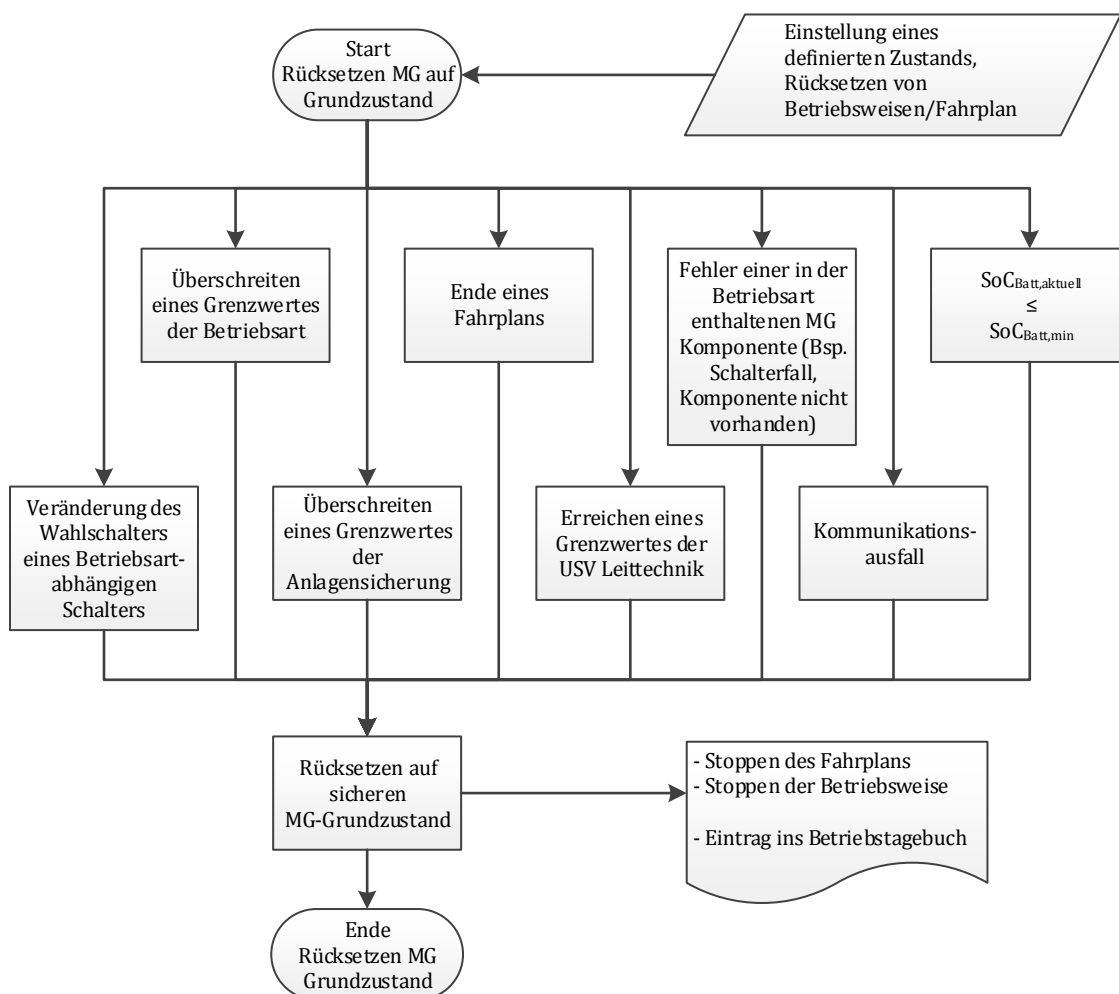
Für den autonomen Betrieb des gesamten MG ist es notwendig Netzzustände zu definieren. Diese sind abhängig der Einzelanlagenparameter und -zustände durch die Steuerung vorzunehmen. Mit der Veränderung von Prämissen können auch Änderungen von Zuständen folgen. Die Einbindung eines Fahrplanmanagementsystems ist unumgänglich.

Ausgehend der Arbeitsweisen der Betriebsmittel und der Betriebsmodi Netz- und Inselbetrieb sind abhängig der Zustände der MG-Komponenten unterschiedliche gewünschte MG-Zustände möglich. Mit Hilfe von KARNAUGH-VEITCH-Diagrammen lassen sich durch Einhaltung der Restriktionen diese MG-Zustände beschreiben. Bei Fixierung dieser Zustände, die sich jeweils in den Netzbetrieb/Netzparallelbetrieb oder Inselbetrieb einordnen lassen, können zyklische oder azyklische Fahrpläne erstellt werden. Ein Fahrplan ist die Abfolge von verschiedenen gewünschten MG-Zuständen und kann zeit- oder aktionsgesteuerte Zustandsänderungen vornehmen. Diese Funktionalitäten gliedern sich hierarchisch wie in Abbildung 5-4 in das MG-CC.

Koordinierung und Verwaltung der MG-Zustände, Betriebsweisen, Funktionen und Fahrpläne		
Betriebsmodus Netzbetrieb/ Netzparallelbetrieb	Betriebsmodus Inselbetrieb	Umschaltstrategien
Microgrid-System und das Datenmodell		
SCADA Datenerfassung- und Datenverarbeitung		
Datenkommunikation		

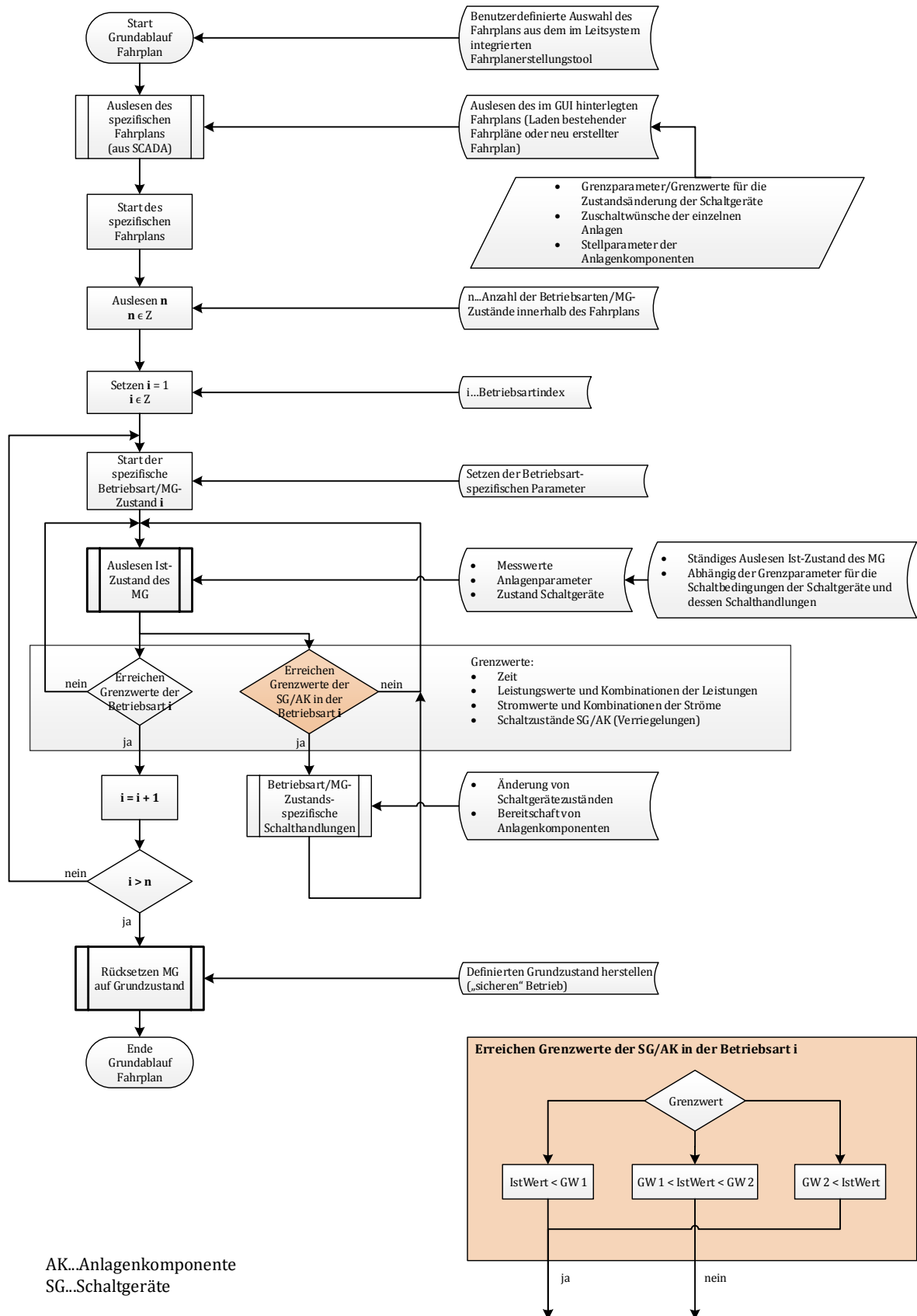
**Abbildung 5-4: MG-CC Funktionshierarchie bzgl. der Fahrweisen in Anlehnung an [96]**

Ein grundlegender Fahrplanablauf mit einer endlichen Zahl an Betriebsweisen und MG-Zuständen ist in Abbildung 5-6 dargestellt. Allgemein muss ein sicherer MG-Zustand definiert werden, der im Fehlerfall, beim Fahrplanende oder Erreichen der Restriktionen oder Grenzwerte angestrebt wird (siehe Abbildung 5-5).



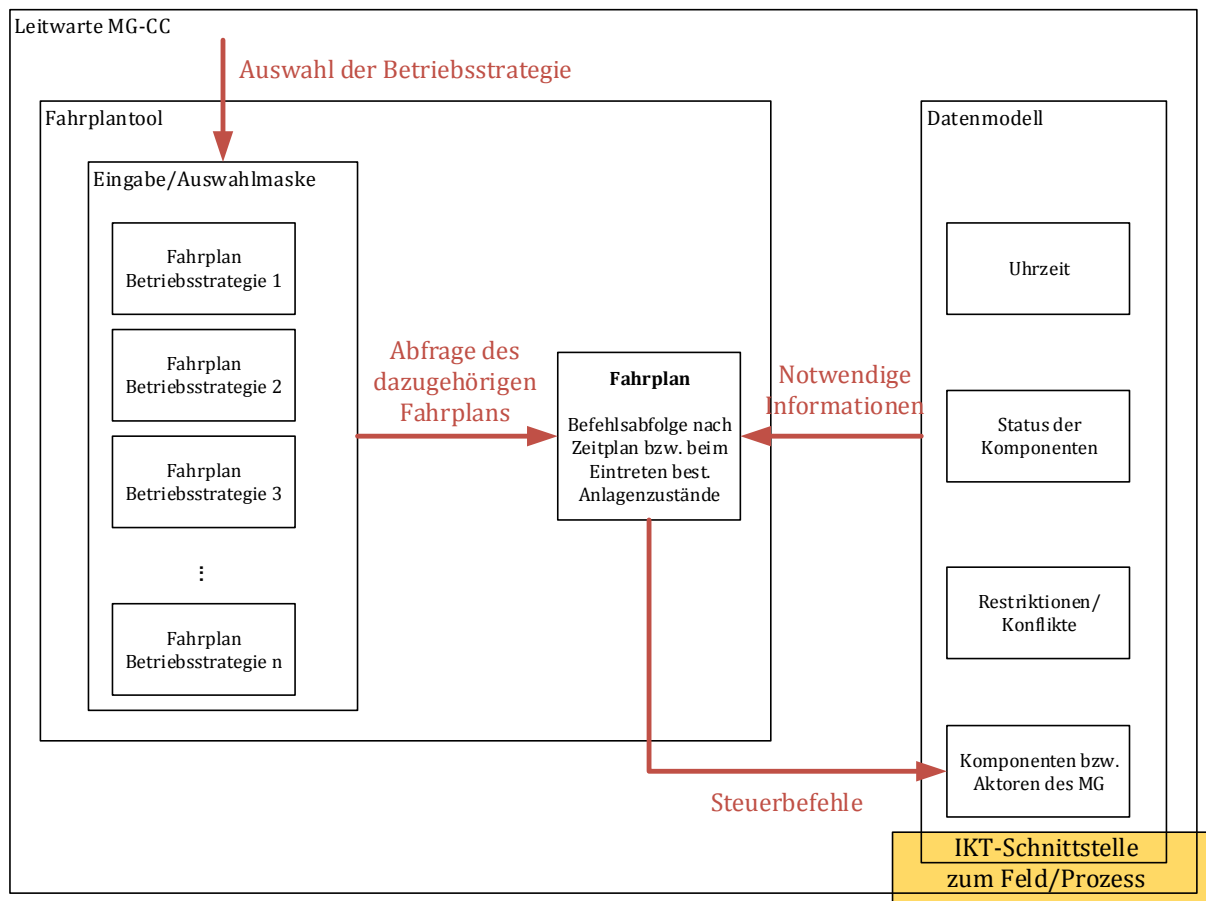
**Abbildung 5-5: Rücksetzbedingungen für einen sicheren MG-Zustand**





**Abbildung 5-6: Grundablauf eines Fahrplans**

Zur Auswahl der Fahrpläne ist ein entsprechendes Eingabetool notwendig. Dieses kann bereits im SCADA implementiert sein und innerhalb der Leitwarte oder über einen abgelegenen Bedienplatz abgefragt werden. Dazu erfolgt innerhalb des Benutzer-Front-Ends die Auswahl oder Eingabe eines Fahrplans. In Abhängigkeit der im Datenmodell implementierten Parameter ereignet sich die Steuerbefehlsausgabe an die Steuerung sowie in das Feld/den Prozess (siehe Abbildung 5-7).



**Abbildung 5-7: Softwarekonzept - Fahrplantooll**

Dabei können die Fahrpläne zeit- bzw. zustandsgesteuerte Steuerbefehlsänderungen bewirken. Nachfolgend werden diese separat vorgestellt.

### 5.3.2 Zeitabhängige Fahrpläne

Zeitabhängige Fahrpläne beschreiben die zeitlich ( $t$ )-gerasterte Änderung von Betriebsweisen innerhalb des Fahrplans. Das Raster kann zwischen den Fahrplänen variieren. Bei Bilanzkreisfahrplänen der Netzbetreiber werden derzeit 15-minütige Raster verwendet (siehe Abbildung 5-8).

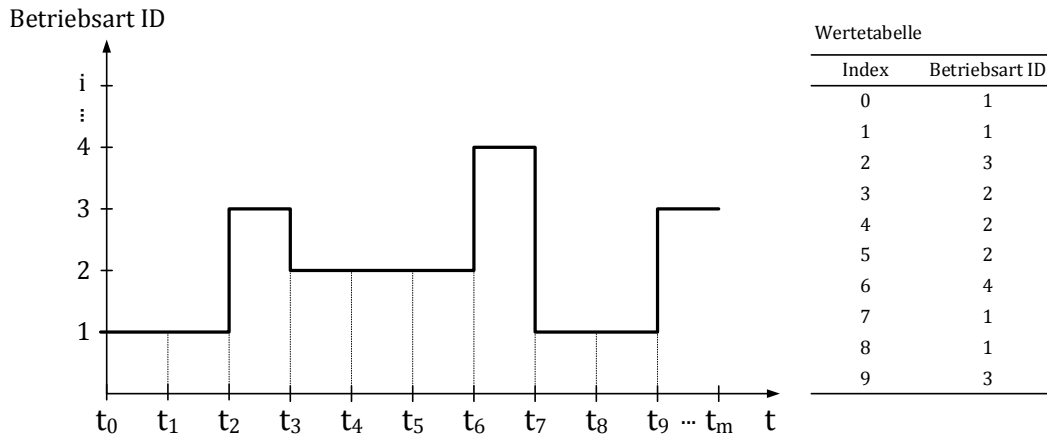


Abbildung 5-8: Zeitabhängiger Fahrplan

### 5.3.3 Ereignisabhängige Fahrpläne

Innerhalb ereignisabhängiger Fahrpläne erfolgt der Betriebsweisenwechsel bei Eintreten definierter Grenzwerte ( $x$ ) (nicht zeitlicher Grenzwert, siehe Abbildung 5-9). Die Grenzwerte bilden vorher im Datenmodell des Leitsystems eingebundene Parameter. Die Werteingabe erfolgt durch Systemgrenzen bzw. Bedienereingaben in der entsprechenden Eingabemaske (meist in Tabellenform).

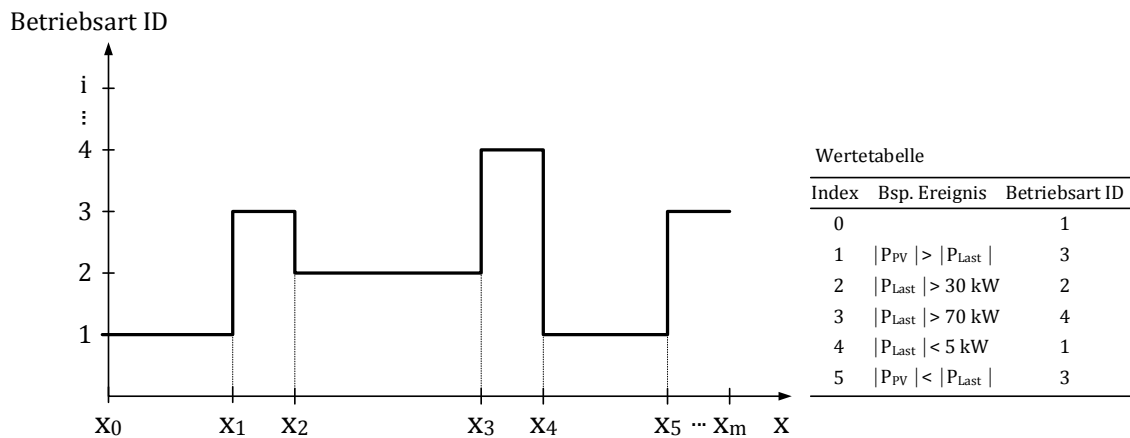


Abbildung 5-9: Ereignisabhängiger Fahrplan

### 5.3.4 Kombinierte Fahrpläne

Mit der Verknüpfung beider Ansätze kann eine kombinierte Fahrplangenerierung (siehe Abbildung 5-10) durchgeführt werden. Dazu ist es nötig, dass der Parameter ‚Zeit‘ als Grenzwertparameter im Datenmodell aufgenommen wird. Aktuelle Fahrpläne sind eher zeitabhängig und erlauben bei Erreichen von Systemgrenzwerten Fuzzy-logische Entscheidungen.

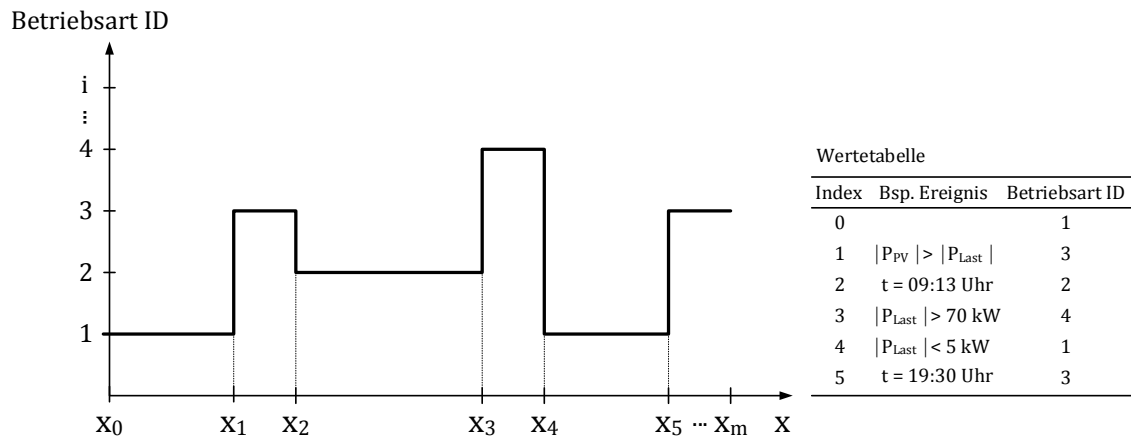


Abbildung 5-10: kombinierter zeit-/ereignisabhängiger Fahrplan

## 5.4 Spezifisch ausgerichtete Betriebsweisen

Je nach Besitzverhältnis und Komponentenauslegung können technische und wirtschaftliche Orientierungen für die Betriebsweisen angenommen werden. Dabei belaufen sich technische Ausrichtungen eher auf Forschungseinrichtungen, die das Verhalten der Komponenten im Zusammenspiel bzw. ihre Regeleigenschaften untersuchen.

Bei wirtschaftlichen Ausrichtungen liegt es in der Abhängigkeit der Sichtweise auf das MG nach welchem Paradigma es betrieben werden soll. Daraus lassen sich drei Orientierungen herausstellen. Alle diese Betriebsweisen haben als zentralen Ausgangspunkt den Betreiber/Operator des MG. Folgend sind fakultativ und beispielhaft Betriebsweisen aufgeführt. Eine spezifische Integration realer Anlagen findet in Kapitel 6 Anwendung.

Zur Aggregation von Betriebsweisen sind Prioritäten der Systemkomponenten festzulegen. Im Kontext MG sind in dieser Arbeit fünf Prioritäten (vorgelagerte Netz, regenerative Erzeugung, konventionelle Erzeugung, Last und Speicher) spezifiziert. In der Permutation der fünf Objekte bleiben nach Formel 5-5 120 Möglichkeiten von Prioritätsfolgen.

$$n! = 5! = 120$$

5-5

Diese Prioritäten stellen neben der Einsatzpräferenz den Steuerungseingriff auf die Systemstabilität dar. Bei Ausweitung der Prioritäten auf den Inselbetrieb ergeben sich

lediglich vier verschiedene Ebenen, da das öffentliche Netz nicht eingeschlossen ist. Nach Formel 5-6 existieren für diesen Betriebsmodus 24 verschiedene Kombinationen.

$$n! = 4! = 24$$

5-6

Ausgehend dieser Priorisierung können drei grundlegende Betriebsweisen definiert werden. Diese Orientierungen beschreiben den Basispunkt beim Blick auf das MG.

#### **5.4.1 Gewinnerorientierte Betriebsweise**

Die gewinnorientierte Betriebsweise richtet sich nach der maximalen Vergütung für die erzeugte Leistung. Dabei wird vorrangig das EEG, mit Prämisse der Nutzung der eigenerzeugten regenerativen Energie, für die Vergütung herangezogen. Bei unterschiedlichen Besitzverhältnissen der Einzelanlagen kann dies auch ein Mehrschichtenproblem nach sich ziehen, da neben der Vergütung der Einspeisung, der Bezug der Konsumenten durch diese berechnet wird und damit innerhalb der Zelle MG ein separater Bilanzknoten entsteht. Darüber hinaus sind die konventionellen DEA tendenziell für die Erzeugung zu meiden. Mit der Möglichkeit der bewussten Inselung des MG, ist eine Abschottung zur Bezugsminimierung vom vorgelagerten Netz in Betracht zu ziehen, sollte die konventionelle Erzeugung innerhalb des MG kostengünstiger in der Erzeugung als der Bezug sein.

Diese Betriebsweise biete viele Schnittstellen für Optimierungsaufgaben. Je nach Prämisse definieren sich differenzierende Zielfunktionen mit zustandsabhängigen Nebenbedingungen. Mit Hilfe eines integrierten Werkzeugs kann die Optimierung prozessentkoppelt generiert werden.

#### **5.4.2 Lastorientierte Betriebsweise**

Je nach Priorisierung der Systemkomponenten ist eine lastorientierte Betriebsweise möglich. Diese inkludiert die uneingeschränkte Lieferung nach Anforderung bzw. Fahrplan des Lastmanagements. Sekundären Einfluss nimmt die Nutzung der regenerativen Erzeugungsstrukturen. Abhängig der nächsten Prioritätenebene ist ein Wechsel zwischen Insel- und Netzbetrieb unter Einhaltung des Lastfahrplans möglich. Dazu sind zwischen Lastmanagement und MG-CC definierte Protokoll- und Informationsstrukturen zu definieren, um der Betriebsweise mit angemessenem Regelverhalten begegnen zu können.

### 5.4.3 Netzorientierte Betriebsweise

Analog zur lastorientierten Betriebsweise kann das MG (MG-O/MG-CC) mit Fahrplänen zum vorgelagerten Netz Kontrakte eingehen. Das Einhalten dieser Kontrakte obliegt primär dem MG-O. Dazu sind neben Energiebilanzen und Leistungsflüssen zusätzlich Systemdienstleistungen in Form von Aufnahme/Abgabe von Blindleistung vorstellbar. In Abhängigkeit der Fähigkeiten der leistungselektronischen Wandler ist der Einfluss dieser Dienstleistung unterschiedlich ausgeprägt und muss entsprechend der Arbeitsbereiche der MG-Komponenten untersucht werden. Zusätzliche Dienste sind das Abfahren der Spitzenlasten (*Peak Clipping*) bzw. das Nivellieren des Lastverlaufes (*Load Shifting*).

### 5.4.4 Prognoseabhängige Optimierung der Betriebsweisen

Mit Hilfe von Prognosen (Last, Erzeugung, Wetter) lassen sich die Betriebsweisen durch ausgehandelte Fahrpläne beeinflussen. Dazu sind entsprechende Applikationen mit dem Basissystem und EMS verknüpft und ermöglichen einen bei Bedarf gerechten Einfluss auf die Betriebsweisen des MG. Die ausgelagerte Optimierung der Zielfunktionen, abhängig der bereitgestellten Parameter des Datenmodells, der Nebenbedingungen und Restriktionen, erfolgt offline mittels eines MG-Modells. Die Ausgliederung der Funktionalität lässt bei entsprechender Interoperabilität Vergleiche zwischen Optimierungsverfahren und -systemen zu. In Anlehnung an das hierarchische Steuerungskonzept für MGs kann die Optimierung wie in Anlage A.13 Abbildung A-8 integriert werden. Auf spezifische Optimierungsverfahren wird in diesem Kapitel nicht näher Bezug genommen.

## 6 IMPLEMENTIERUNG EINES LEITSYSTEMS IN EIN UNIVERSITÄRES MICROGRID

Mit der Festlegung eines Algorithmus zur Auslegung von Leitsystemen in MGs und der Vorstellung von Steuerungsparadigmen erfolgt in diesem Kapitel die Anwendung auf ein spezifisches MG an der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus-Senftenberg (BTU) mit Implementierung eines Fahrplantoools für definierte Betriebsweisen.

### 6.1 Grundlage - das universitäre Microgrid der BTU

Auf dem Campus der BTU ist im Projekt *e-SolCar* ein MG zum autarken Energiegewinn und -verbrauch, welcher zusätzlich durch optionale Netzanbindung volatile solare Elektroenergie in das vorgelagerte Netz speisen bzw. bei Starklastzeiten die Photovoltaik unterstützen oder ersetzen kann, entstanden. Dem System ist zur Stabilisierung des Inselbetriebs und effizienteren Ausnutzung der solaren Stromerzeugung ein BackUp-System zugeordnet. Dieses besteht im Wesentlichen aus einer Batterieanlage, die über einphasige Umrichter angeschlossen ist. Im Beispiel des MG soll der erzeugte Solarstrom zum Laden einer fixen Anzahl von Elektroautos dienen. Die dafür nötigen Ladesäulen befinden sich innerhalb dieses Inselnetzes und werden als Standardverbraucher angesehen. Je nach Betriebsmodus (Insel-/Netzbetrieb) werden die Ladesäulen mit der derzeit verfügbaren Elektroenergie (Batterie, Photovoltaik, BHKW, Netz) versorgt. Hierbei sind Fallunterscheidungen bzgl. der Lastwechsel, Tageszeit und Batterieladezustände nötig. Zunächst folgt eine konzeptionelle Beschreibung zu den Anlagenkomponenten im Zusammenspiel als System.

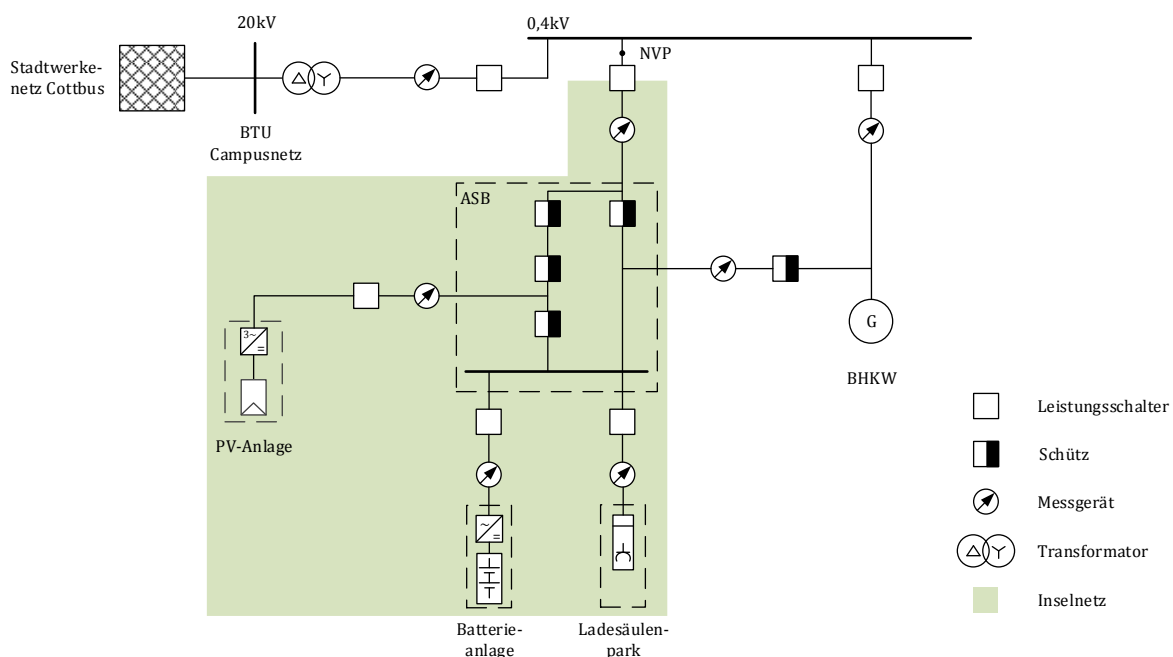
Das MG umfasst die nach Definition typischen Komponenten wie regenerative und konventionelle DGs (PV-Anlage, Blockheizkraftwerk (BHKW)), stationäre DES sowie eine steuerbare Last in Form eines Ladesäulenparks inkl. LMS. Als zentrales Schaltorgan ist eine *Automatic Switch Box* (ASB) der Fa. © SMA Solar Technology AG (SMA) eingebaut. Messtechnisch werden alle Abgänge durch Multimeter erfasst. Kompatibel zur ASB sind sowohl die Wechselrichter der PV-Anlage (sieben *Sunny TriPower*), als auch die Batterieumrichter (16 *Sunny BackUp 5000*) von der Fa. SMA.

Restriktionen erfährt das universitäre MG durch die internen Steuerungsalgorithmen der ASB. Das BHKW kann nur im Inselbetrieb der ASB in das MG speisen. Darüber hinaus ist es netzparallel an die vorgelagerte Sammelschiene aufgeschaltet. In Abbildung 6-1 wird

das universitäre MG mit seinen spezifischen Komponenten skizziert. Die einzelnen Komponenten werden in Anlage A.14 separiert aufgeführt.

Die Nomenklatur „Batterieanlage“ steht stellvertretend für den Einsatz von Akkumulatoren. Die Vereinheitlichung entsteht mit der deutsch-englischen Übersetzung, die keine Differenz zwischen Akkumulator und Batterie aufweist.

Mit den Teilbereichen des Projektes e-SolCar ist die Implementierung einer Leittechnik in das MG und die damit verbundene Ertüchtigung der Messtechnik als Überwachungs-, Steuerungs- und Regelsystem zwingend erforderlich. Aufbauend dieser Grundlage erfolgt eine Bewertung und Analyse des im MG implementierten Leitsystems.



**Abbildung 6-1: Einphasiges vereinfachtes Ersatzschaltbild des universitären Microgrids**

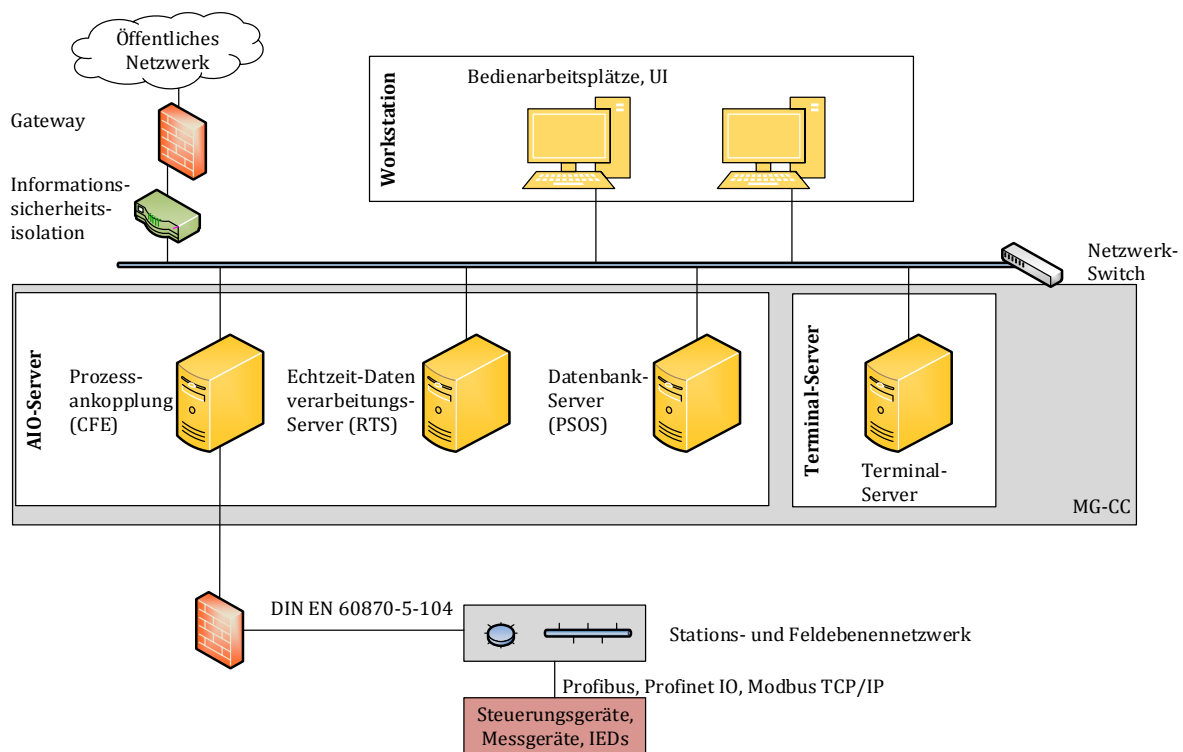
Im Ersatzschaltbild sind keine Sicherungselemente berücksichtigt. Sie finden jedoch teilweise Berücksichtigung in dem Datenmodell und der Visualisierung. Nach Kapitel 3.6 kann das universitäre MG als AC-MG definiert werden und besitzt damit alle Vor- und Nachteile dieser Netzform. Der markierte Bereich beschreibt die Inselung des MG. Das BHKW ist wahlweise netzparallel an der vorgelagerten Sammelschiene oder im Inselbetrieb an der ASB angeschlossen. In Zusammenhang mit der Netzanalyse entsteht der erste Überblick über den Informationsgehalt der kommunikationsfähigen Anlagenkomponenten und führt zu dem Datenmodell, welches im Leitsystem hinterlegt ist. Nach Analyse der Komponenten und des Netzwerks kann das Hardwarekonzept erstellt werden. Ausgehend des Modellrahmens des MGAM kann das vorliegende universitäre MG wie in Anlage A.15, Abbildung A-9 dargestellt werden. Dabei sind die



leittechnischen Komponenten und Steuerungseinheiten bereits dargestellt, sodass sie darüber hinaus in dieser Abbildung keine An- und Einbindung zu den MG-Komponenten erfahren.

## 6.2 Hardware- und Kommunikationskonzept

Ausgehend des Algorithmus aus Kapitel 4.4.2 kann eine Analyse des MG zur Fixierung und Parametrierung von Leitsystemkomponenten vorgenommen werden. Nach diesem Algorithmus ist ein hierarchisch aufgebautes MG-Leitsystem mit MAS-basierenden Applikationen entstanden. Dieses baut im Speziellen auf der Hardware und das Netzwerk des Leitsystems auf. Das Leitsystem besteht im Wesentlichen aus funktionsabhängiger Servertechnik, die real zusammengefasst sein kann (All-in-One (AIO)-Server), Netzwerk- und netzwerkbildenden Komponenten sowie einem Bedienplatz der abgesetzt oder in Servernähe stationiert ist (siehe Abbildung 6-2).



**Abbildung 6-2: Hardware- und Netzwerkkonzept Leitsystem**

Im universitären MG umfasst der AIO-Server die Prozessankopplung (Communication Front End - CFE), den Echtzeit-Datenverarbeitungs-Server (Realtime Server - RTS) und den Datenbank-Server (Power System Object Server - PSOS). Durch einen internen Bus sind die verschiedenen Server im AIO kommunikativ verbunden. So stellt die CFE die Schnittstelle zur Stationstechnik dar. Während der RTS die von der CFE erfassten Daten

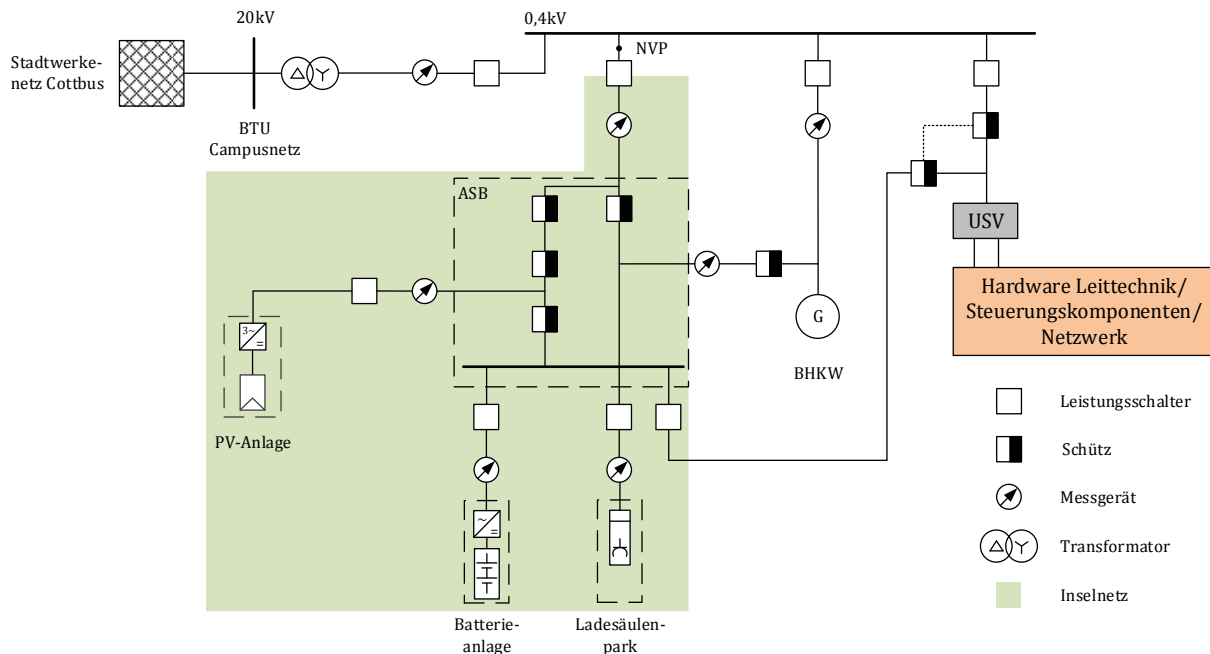
vom internen Bus abgreift, um Berechnungen und interne Abfragen zu generieren, detektiert und speichert der PSOS sämtliche Informationen in verschiedenen Serverbereichen ab. Neben Prozesswerten und Parametern enthält der PSOS die Datenbank der hinterlegten Visualisierungen und die Darstellungslogik. Diese definieren die Grundlage für die, auf den Bedienplätzen (UI) installierte, Darstellungssoftware (SIMATIC WinCC ©). Über verschiedene Netzwerkkomponenten und Sicherheitsbedingungen ist das Leitsystemnetzwerk am öffentlichen Internet angeschlossen. Dies ermöglicht einen externen Zugriff auf das System für bspw. Wartungszwecke.

Grundlegend erfährt das Hardwarekonzept eine Analogie zu einem Server-Client-Konzept aus der Struktur von Rechnersystemen. Dabei umfasst die Leittechnik des universitären MG die LCs mit Anbindung zur Stationssteuerung, die Stationssteuerung mit den IKT Komponenten sowie das MG-CC als Zentrale des Leitsystems mit Schnittstellen nach außen, Stationierung aller Servereinheiten und angefügter oder abgesetzter Leitwarte. Es entsteht nach IKT-Zusammenschluss ein System wie nach MGAM in Anlage A.15 Abbildung A-10. In einer Client-Server-Kommunikation steuert der Client den Datenaustausch. Verglichen mit einem Master-Slave-System ist die Client-Server-Kommunikation, in Bezug auf die zu übertragenden Daten, durch die multifunktionale Bindung mehrerer Clients in einem System, flexibel ausgelegt. Mit der Definition der zeitlichen Prozessauslösung von einer Sekunde ist die Client-Server-Kommunikation geeignet für den Einsatz. Durch die vollumfängliche Nutzung des OSI-Sieben-Schichten-Modells ist die Folge der Datenübertragung zuverlässig aber zeitaufwendig.

In Abhängigkeit der IKT-Schnittstellen und Übertragungsprotokolle der kommunikationsfähigen MG-Komponenten lässt sich, mit Verweis auf Kapitel 3.4 und 3.5, eine Einordnung in die Domänen des MGAM vornehmen (siehe Anlage A.15 Abbildung A-11, Abbildung A-12). Mit der Klassifizierung der Protokolle sind hauptsächlich zwei Bussysteme implementiert (Ethernet, Profibus). Lediglich ab der Stationsebene erfolgt partiell eine sternförmige Netzwerkverteilung. Das Leitsystem kommuniziert mit der Stationsebene über den Leitsystemstandard DIN EN 60870-5-104 [48].

Für einen unterbrechungsfreien Betrieb des Leitsystems ist dieses mit einer redundanten Spannungsversorgung ausgelegt. Mit Hilfe der stationären Batterie des MG und einer unterbrechungsfreien Spannungsversorgung (USV) werden die Leitsystemkomponenten wie Server, Netzwerkkomponenten wie Router und Switches sowie die Hilfsspannungsversorgung der Schalt- und Messgeräte, Steuerungen und Medientableaus

über eine gesicherte Sammelschiene versorgt. Dieses Konzept bietet einen ausfallsicheren Betrieb der Leittechnik bei spannungslosem vorgelagertem Netz sowie bei entladener stationärer Batterie (siehe Abbildung 6-3).



**Abbildung 6-3: Redundante Einbindung der Leittechnik**

Darüber hinaus bietet das System über redundante Netzteile den sicheren Betrieb der Serverkomponenten. Mit der Abfrage des Speicherstatus der USV kann das Leitsystem entsprechende Systemwarnungen aggregieren und im Grenzwertfall automatisiert herunterfahren.

### 6.3 Softwarekonzept: Basissystem

Durch die hierarchischen Kontrollebenen übernimmt das Leitsystem vorrangig die Überwachung in Form von Visualisierung sowie Parametrier- und Steuerungseingriffen von außen. Darüber hinaus wird über ein Fahrplantooll der Betrieb der Gesamtanlage definiert. Die Aufgaben spannen sich über die Domänen Prozess (Visualisierung, Überwachung), Feld (Parametrierung), Station (Parametrierung, Überwachung) und Betrieb/Unternehmen (Fahrplangenerierung, Datenarchivierung). Die Funktionen des Systems sind in Anlage A.15 Abbildung A-13 in Anlehnung an das MGAM zugeordnet.

In Abhängigkeit der in Kapitel 4.4.1 definierten Funktionen und Applikationen von MGs werden für das universitäre MG, neben den Funktionen des Basissystems, folgende weitere Applikationen fixiert:

- Fahrplan-/Fahrweisentool zur Leistungsflusssteuerung,
- Werkzeug zur Einstellung der Betriebsmodi,
- Anbindung zu Prognoseapplikationen,
- Anbindung zu Optimierungsalgorithmen.

Diese Funktionen können wie in Abbildung 6-4 schematisiert werden. Dabei ist das Benutzer-Frontend als Eingabemaske der einzelnen Applikationen und die Leitsystemarchitektur als SCADA-Visualisierung zusammengefasst.

Als Anbindung zu Prognose- und Optimierungsalgorithmen werden entsprechende IKT-Schnittstellen bereitgestellt (bspw. OPC). Die Beschreibung des Fahrplan-/Fahrweisentools und des Werkzeugs zur Betriebsmodi-Einstellung wird im Kapitel 6.4 vorgenommen.

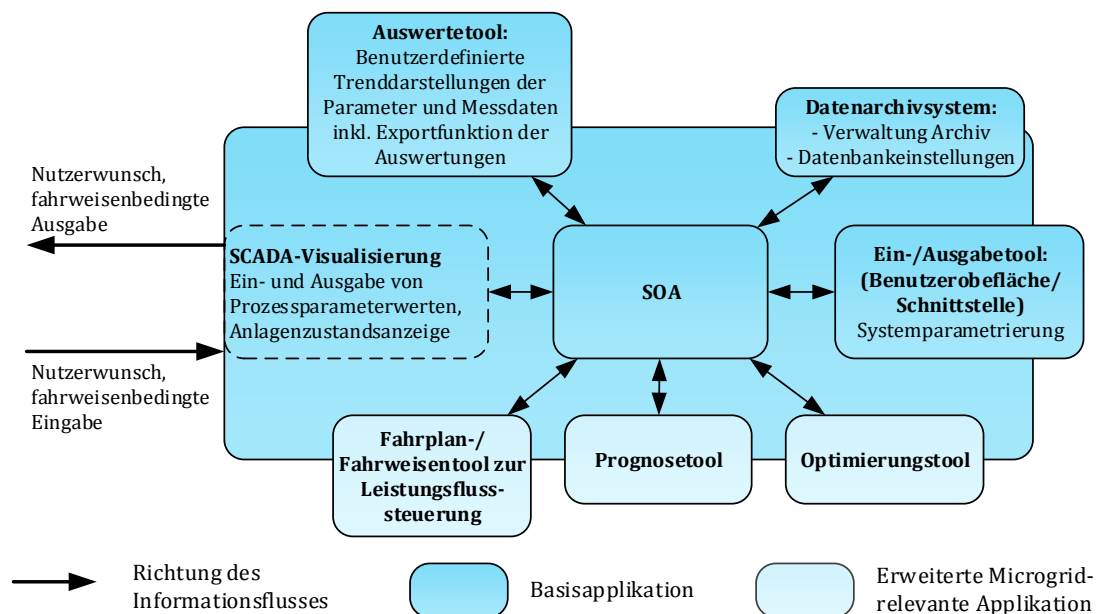
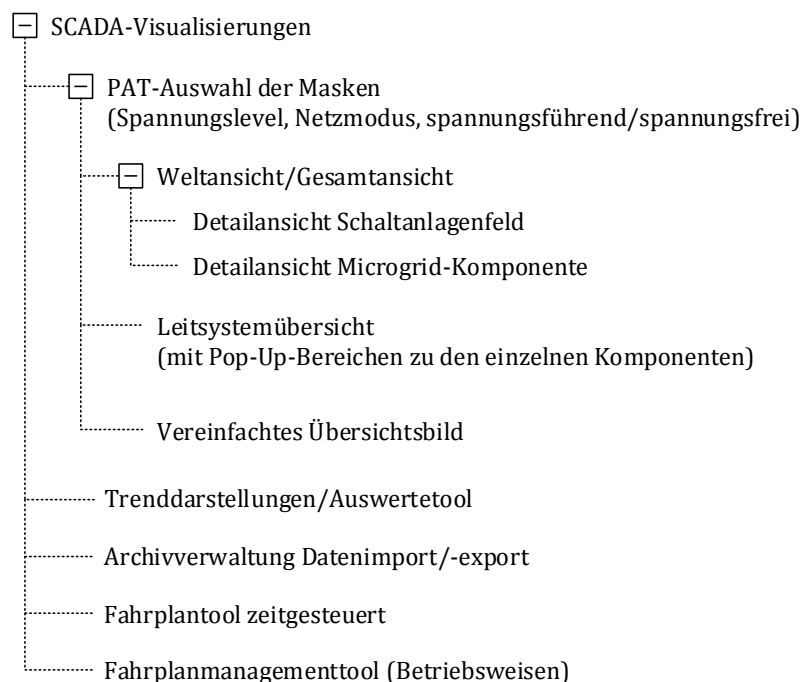


Abbildung 6-4: Schema: Softwarefunktionalität Leittechnik universitäres Microgrid der BTU

### 6.3.1 SCADA-Visualisierung

Im sogenannten SCADA werden alle relevanten Prozesse visualisiert, um dem Nutzer eine Hilfe zur Prozesssteuerung zu geben. Innerhalb des SCADA müssen demnach Anlagebilder sowie Steuermenüs hinterlegt werden. Die Menüleiste des Leitsystems des universitären MG wird durch eine ‚Power Application Toolbar‘ (PAT) gestellt. Diese beinhaltet Schnellanwahl-Schalter, Maskenauswahl, Kurzanwahl der Meldelisten sowie Menüauswahl-Schalter.

Das Konzept der Anlagenbilder ist auf zwei fundamentale Ansätze zurückzuführen. Das Weltkartenkonzept bildet dabei ein Gesamtbild der Anlage mit allen Einzelheiten ab. Der Anlagenbediener kann dabei auf die gewünschten Anlagenteile fokussieren und über Zoomfunktionen Weltkartenteile vergrößern und verkleinern. Der zweite Ansatz behandelt die verteilten Detailansichten. Dabei kann der Nutzer über ein vereinfachtes Übersichtsbild, durch Verknüpfungen innerhalb der Visualisierung, detailreichere Anlagen- oder Untereinlagenbilder öffnen. Im Fall des vorliegenden MG ist eine Mischform beider Ansätze entstanden. Dabei ist es möglich, sowohl über Zoomfunktionen in der Gesamtansicht die gewünschten Bereiche höher aufzulösen, als auch über separate Anlagenbilder auswählbare Masken anzusprechen (siehe Abbildung 6-5).



**Abbildung 6-5: Struktur - SCADA-Visualisierung**

Bei Berücksichtigung aller SCADA-Funktionalitäten (siehe Kapitel 4.3) ist für MGs eine Besonderheit maßgeblich. Aufgrund unterschiedlicher Besitzverhältnisse in der Domäne „Prosumer“ sind Darstellungen durch restriktiver Daten möglicherweise begrenzt. Daher sind im BTU MG verschiedene Konzepte des Netzabbildes realisiert. Eine allgemeingültige Vorgabe bzw. Empfehlung zur Darstellungslogik, zum Farbkonzept und der Visualisierung des Ebenen-abhängigen Netzstatus ist nicht existent. Neben der Darstellung der physischen Netzstruktur ist das SCADA im MG eine universelle Visualisierungsplattform zur Parametrierung zusätzlicher Applikationen und ihrer Einbindung. Es stellt die Schnittstelle Nutzer-Netz für den Eingriff von außen und der Ausgabe von innen (siehe Abbildung 6-4).

Zusätzlich zu der Darstellung von Netz- und Anlagenbildern sowie Front-Ends der Basis- und Zusatzapplikationen wird die Überwachung und Visualisierung der Leitsystem- und Netzwerkkomponentenzustände durch das SCADA realisiert. Die Detektion von Kommunikationsausfall stellt dabei einen vorrangigen Nutzen. In Anlage A.16 sind folgende beispielhafte Darstellungen umgesetzt:

- Gesamtübersicht (siehe Abbildung A-14 und Abbildung A-15),
- Bsp. Detailansicht (siehe Abbildung A-16),
- Leitsystemübersicht (siehe Abbildung A-17),
- Archivverwaltung (siehe Abbildung A-18),
- Fahrplanmanagementtool (siehe Abbildung A-19),
- Fahrplantool zeitgesteuert (siehe Abbildung A-20).

Aufgrund der Tatsache, dass das MG sowohl Quellen als auch Senken von Leistungen besitzt, ist die Festlegung eines Zählpfeilsystems notwendig, um die Darstellungen der Lastgänge der Erzeuger und Verbraucher einordnen zu können. Hierfür gibt es seitens der Standardisierung keine Vorgaben. Innerhalb des universitären MG ist ein Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) angewendet.

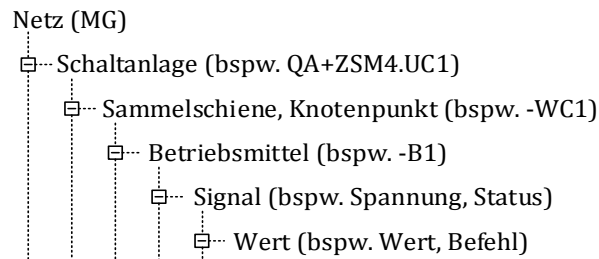
Auf Basis der in Kapitel 3.4.5 vorgestellten IEC 61850 werden zukünftige Datenmodelle und Visualisierungen stark an die Logischen Knoten und Geräte gekoppelt. Dadurch erfolgt eine objektbezogene Darstellung und Datenmodellierung mit einheitlichen Ansteuerungen.

### **6.3.2 Datenmodellierung**

Die Datenmodellierung innerhalb des Basissystems (SOA, Datenmodelle/-technik, Archivsystem, siehe Abbildung 4-11) erfolgt auf der Grundlage des Kapitels 3.4.2 und lehnt sich an die Verwendung von logischen Knoten. Dabei stellt jedes Betriebsmittel einen logischen Knoten dar. Mit Hilfe einer Baumstruktur und eindeutigen Bezeichnungshierarchie kann somit jeder Datenpunkt eindeutig zugeordnet werden. Auf dieser Grundlage sind für die Schalt-, Mess- und kommunikationsfähigen leistungselektronischen Geräte Datentypicals herausgestellt. Diese Datentypicals pro Betriebsmittel werden nicht durchgängig von jedem Gerät beschrieben, erleichtern jedoch die Einbindung durch typisierte Verwaltungsstrukturen. Mit Aufnahme aller relevanten Parameter des zu überwachenden MG, wie Anlagenzustände, Messwerte, Rechenwerte, Sollvorgaben und Fehlerüberwachung ist das Datenmodell beschrieben. Zur vollständigen Beschreibung des Datenmodells sind die Ebenen-Struktur der Daten,

die Signalstruktur der Betriebsmittel sowie die entsprechenden Attribute je Signal definiert.

Ausgehend der Adaption an logische Knoten aus Kapitel 3.4 wird ein Betriebsmittel innerhalb des Datenmodells des Leitsystems im Information-Model-Manager (IMM) in folgender Hierarchie implementiert (siehe Abbildung 6-6).



**Abbildung 6-6: Datenmodell im IMM des Leitsystems**

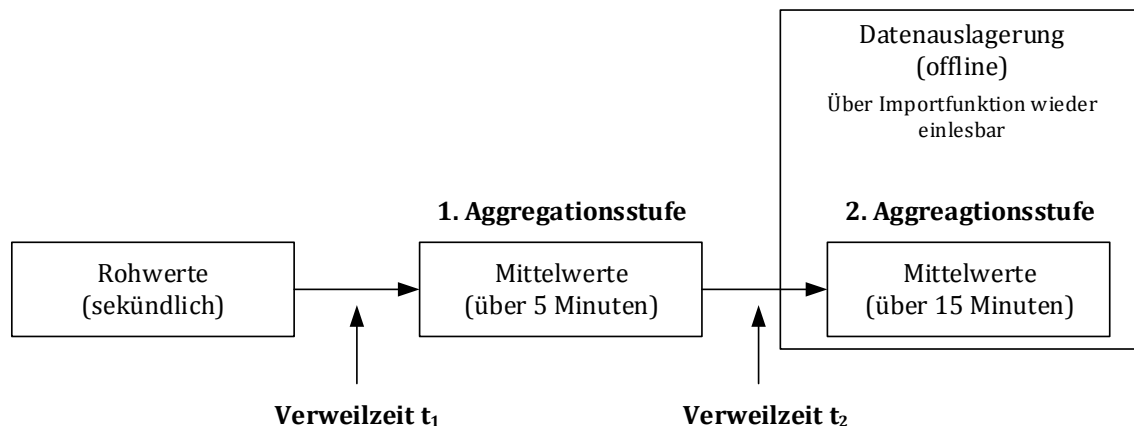
Folgend sind die Datentypicals der Betriebsmittel integriert und in Anlage A.15 in Tabelle A-8 aufgeführt. Im Anschluss entsteht eine Parameterliste, die je Datenpunkt die Attribute nach Anlage A.15 Tabelle A-9 vermerkt. Eine Aufzählung aller registrierten Datenpunkte des Datenmodells findet in dieser Arbeit nicht statt.

Aufgrund des Fehlens numerischer Adressen in der IEC 61850, ist die Datenmodellierung zukünftig unabhängig der in der DIN 60870 geführten Typ-IDs (bspw. T03 = Doppelmeldung, T46 = Doppelbefehl) möglich. Diese Adressierung erfolgt innerhalb der IEC 61850 in Objektmodellen, demnach ein Wandel zur symbolischen Darstellung.

### 6.3.3 Archivsystem

Mit der Durchdringung von Intelligenz in den Einzelanlagen erhöhen sich die auslesbaren und veränderbaren Parameter. Aufgrund einer Echtzeit-Datenerfassung und der Vielzahl an Datenpunkten ist eine entsprechende Massendatenverwaltung sinnvoll. Durch Separation von Datenarchiven in Teilarchive mit unterschiedlichen Verdichtungsstufen und Vorhaltezeiten ergibt sich ein datenspeicherbedarfsangepasster Schlüssel zur Verwaltung der im Leitsystem auflaufenden Prozessparameter. Innerhalb des Basissystems der Leittechnik des universitären MG bewährt sich ein dreistufiges Datenarchivsystem (siehe Abbildung 6-7). Diese Stufung ermöglicht eine maximale Datenvorhaltung bei minimaler Datenspeicherkapazitätsnutzung. Die höchste Auflösung liegt vor, wenn sekundlich eine Wertänderung von einem Prozent auftritt. Erfolgt innerhalb einer Zeit von einer Minute keine Wertänderung wird vom System zusätzlich ein Wert erfasst und in das Archiv geschrieben.

Mit Hilfe eines Archivsystemtools lassen sich sowohl Online- als auch Offline-Daten exportieren, Offline-Daten in das System zurückrufen und exportierte Daten wieder importieren. Dabei wird zwischen Rohdaten und Rasterdaten unterschieden. Rohdaten stellen den tatsächlich einlaufenden Datenstock dar, der bei Änderung von einem Prozent bzw. einer Minute im System einläuft. Rasterdaten sind auf den jeweils gewünschten Rastern (1 min, 15 min, 1 h) ausgegebene Werte, die eine gleichmäßige zeitliche Verteilung aufweisen.



**Abbildung 6-7: Aggregationsstufen Archiv**

### 6.3.4 Trenddarstellung und Auswertetool

Über ein Trenddarstellungs- und Auswertetool können die verschiedenen Prozesswerte in Abhängigkeit der Zeit visuell dargestellt werden. Diese Darstellung unterstützt den Anlagenbediener bei der Einschätzung des aktuellen Verhältnisses zwischen Last und Erzeugung. Hierbei kann zwischen der Rohwert- und Rasterdarstellung unterschieden, sowie neben der Echtzeit-Darstellung von Prozesswerten (wenn archiviert) zusätzlich zurückliegende Werte abgebildet werden. Dabei ist die Aggregation von Auswertungen durch Operationen von Messreihen möglich. Neben der Verrechnung von Messwerten sind bspw. Maxima, Minima und Integrale darstellbar. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, die Werte für die Darstellung in vordefinierten Rastern zu verdichten.

### 6.3.5 Grenzwertüberwachung

Ausgehend der Anlagen- und Systemgrenzen erfolgt eine zweistufige Grenzwertüberwachung der Prozessparameter. Bei Über-/Unterschreiten einer ersten Grenzwertstufe erfolgt eine Warnung mit entsprechender Notierung und Protokollierung. Mit Über-/Unterschreiten eines zweiten Grenzwertes handelt das System automatisiert durch Herstellen eines sicheren Zustandes sowie Alarmierung des Bedieners inkl.



Notierung und Protokollierung. Diese Grenzwerte sind bspw. Lade- und Entladegrenzen von Batterien, Auslastungsgrade von Sammelschienen sowie Systemfrequenzen. Während betriebsbedingte Grenzen als Variablen vorliegen, sind Systemgrenzwerte im Leitsystem und den Steuerungseinheiten der MG-Komponenten fest hinterlegt. Neben der Protokollierung erfolgt eine visuelle Unterstützung durch definierte Farbkonzepte und –muster bei Erreichen von Grenzwerten. Meist bedarf es einer zusätzlichen Quittierung.

## **6.4 Fahrplantooll und Fahrplanmanagement**

### **6.4.1 Einführung Betriebsweisen und Fahrplanmanagement**

Neben der bloßen Darstellung von Ist-Zuständen im MG hat der Bediener und Nutzer des Leitsystems, je nach Berechtigung, Eingriffsmöglichkeiten in die Anlage. Dazu ist ein Fahrplanmanagement (FPM) implementiert, welches den größtmöglichen Freiraum für den Experimentierbetrieb innerhalb des universitären MG bietet. Im Fahrplanmanagement wird zwischen Fahrplan und Betriebsweise bzw. MG-Zustand unterschieden. Dabei definiert der Fahrplan eine parameterabhängige bzw. zeitliche Folge von einer oder mehreren Betriebsweisen oder MG-Zuständen. Die Betriebsweise ist eine vordefinierte Zustandsänderung, abhängig von Aktionen und Grenzwerterreichungen innerhalb dieser. MG-Zustände definieren die Schalterstellungskombination im MG inklusive der setzbaren Parameter.

Dabei sind administrative Bedingungen einzuhalten. Der Nutzer ist bspw. berechtigt, voreingestellte Konfigurationen in bestimmten Grenzen anzupassen, die den Restriktionen der Einzelanlagen unterliegen. Herkömmlich kann er dabei Schaltzustände von ausgewählten Schaltgeräten verändern, Sollvorgaben für die Erzeugungseinheiten vornehmen und Einschaltparameter definieren. Diese Änderungen sind abhängig der Kontrollen der netzimplementierten Verriegelungen.

Das MG mit seinen Komponenten ist mit ansteuerfähigen Schaltgeräten ausgerüstet. Damit sind hardwareseitige Ab- und Ankopplungen der Komponenten durch die definierte Zahl der Schaltgerätezustandsmöglichkeiten realisierbar. Auf Grundlage der zwei unterschiedlichen Betriebsmodi (Inselbetrieb/Netzbetrieb) ergeben sich folgende Kombinationsmöglichkeiten von Komponenten (siehe Tabelle 6-1). Die Batterie muss als Komponente aufgrund der Struktur und der verwendeten Betriebsmittel (Automatic Switch Box XL) permanent vorgehalten werden und wird daher nicht innerhalb der Priorisierung aufgeführt.

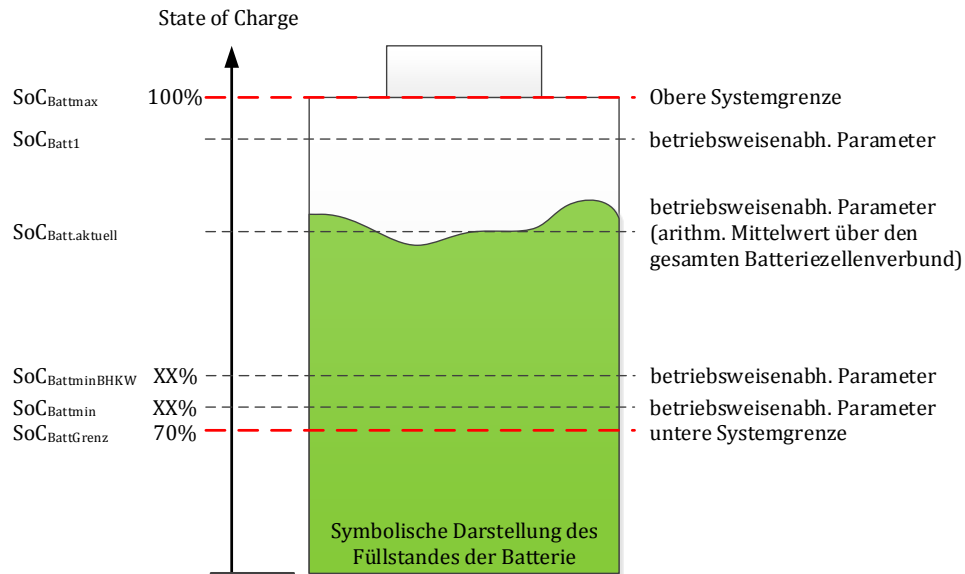
**Tabelle 6-1: (links) MG-Zustände im Inselbetrieb, (rechts) MG-Zustände im Netzbetrieb**

Inselbetrieb				Netzbetrieb			
ID	PV	BHKW	e-Cars	ID	PV	BHKW	e-Cars
1	0	0	0	9	0	0	0
2	1	0	0	10	1	0	0
3	0	1	0	11	0	1	0
4	1	1	0	12	1	1	0
5	0	0	1	13	0	0	1
6	1	0	1	14	1	0	1
7	0	1	1	15	0	1	1
8	1	1	1	16	1	1	1

Auf dieser Grundlage sind 16 MG-Zustände von Betriebsmitteln innerhalb des Terminus „Betriebsweise“ definiert.

Die im MG implementierten Komponenten obliegen ihren betriebsmittelspezifischen Arbeitsbereichen. Zur Gewährleistung des sicheren Betriebes sind Grenzwerte und Verriegelungen sowohl systemseitig als auch nutzerseitig vorgegeben. Insbesondere ist die maximale Entladetiefe der Batterie zu benennen. Es wird zwischen Systemgrenze und Fahrplan-/Betriebsweisengrenze unterschieden (Beispiel siehe Abbildung 6-8). Dabei ist der Zustand zwischen  $SoC_{Battmin}$  und  $SoC_{BattGrenz}$  als Haltezustand (Grundzustand) definiert. Innerhalb dieses Zustandes sind die Schaltgeräte manuell ansteuerbar. Nach Erreichen der unteren Systemgrenze sind alle Ansteuerungen lediglich vor Ort möglich. Die betriebsweisenabhängigen Parameter erfordern, je nach Fahrplan/Betriebsweise, eine unterschiedliche Behandlung. Diese sind in den Ablaufplänen der einzelnen MG-Zustände und Betriebsweisen definiert.

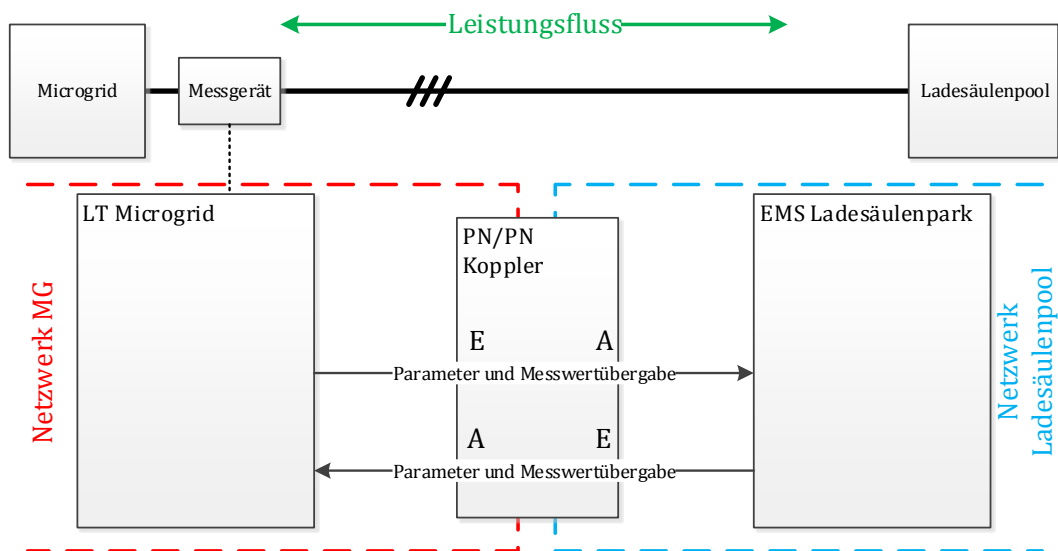
Darüber hinaus sind seitens des BHKW, vor allem im Bereich der Kühlung der Komponenten, erhöhte Sicherheitsbedingungen zu berücksichtigen.



**Abbildung 6-8: Batterieparameter**

Zur konsistenten Beschreibung eines MG-Zustandes bzw. einer Betriebsweise findet die in Anlage A.17, Tabelle A-10 dargestellte Struktur Anwendung. Das Layout definiert neben der MG-Zustands-ID den Klarnamen, eine stichpunktartige Beschreibung, die zustandsabhängigen Komponenten sowie Verriegelungsbedingungen und betriebsweisenabhängige Parameter. Im aufgeführten Beispiel (Anlage A.17, Tabelle A-10) wird der MG-Zustand „Inselbetrieb 1“ aufgeführt.

Im universitären MG besteht die steuerbare Last aus dem Ladesäulenpark mit vorgelagertem EMS. Zur Leistungsvorgabe an das EMS des Ladesäulenparks ist eine Kommunikation über die unterschiedlichen Netzwerke hinaus notwendig. Dazu ist ein PN/PN-Koppler implementiert, der eine Kommunikation über die Netzwerkgrenzen hinaus ermöglicht. Innerhalb des Kopplers ist eine definierte Zahl von Austauschparametern hinterlegt, was eine unterschiedliche Behandlung der Daten auf der jeweiligen Seite erlaubt (siehe Abbildung 6-9).



**Abbildung 6-9: Kopplung Microgrid Leitsystem mit der steuerbaren Last**

Dabei ist das EMS des MG auf die Rückmeldungen des EMS des Ladesäulenpools angewiesen. Vor allem bei der Anweisung von Lastreduktion durch zukünftige Untererzeugung bedarf es eine Rückmeldung der Last, da andernfalls eine Systeminstabilität und in letzter Konsequenz ein Lastabwurf droht. Die Austauschparameter werden an diesem Punkt nicht differenziert aufgeführt.

Im Fahrplanmanagement ist neben den Fahrplänen und Verriegelungen ebenfalls die Fehlerbehandlung und Rückfallprozedur zu hinterlegen. Bei Erreichen von Grenzwerten innerhalb von Fahrweisen, ist demnach ein gesicherter Grundzustand herzustellen (ID 14, Tabelle 6-1). Das gilt ebenfalls bei Verletzung der systembedingten Verriegelungen und unerwarteten Systemzuständen.

## 6.4.2 Grundzustand des universitären Microgrids

Der Grundzustand als sicherer Zustand definiert ID 14 aus Tabelle 6-1. Dieser MG-Zustand stellt den Netzbetrieb des MG mit angeschlossener Last und PV-Anlage dar. Durch Erreichen des Endes oder Grenzwertes eines Fahrplans, durch Eintritt einer Restriktion einer MG-Komponente bzw. eines Systemfehlers (Ausfall Systemgerät, Ausfall Kommunikation) wird der Grundzustand hergestellt (siehe Abbildung 5-5). Nach Erreichen des Grundzustands und entsprechender Fehlerbehebung inkl. Quittierung, kann ein neuer Fahrplan bzw. eine neue Betriebsweise gestartet werden.

### 6.4.3 Definition spezifischer Betriebsweisen

Neben den klassischen zeitabhängigen Fahrplänen, die als Einsatzplanung von MG-Komponenten bezeichnet werden können, sind ereignisabhängige Fahrpläne und Betriebsweisen ausschlaggebend für Neuerungen im Betriebsablauf von MGs. Ausgehend der 16 MG-Zustände definieren sich spezifisch ausgerichtete Betriebsweisen. Neben den in Kapitel 5.4 angeführten Orientierungen können zusätzliche Ansätze für die Steuerung des MG in Abhängigkeit der Betriebsweise gefunden werden. Folgend sind drei verschiedene Ansätze für ereignisabhängige Betriebsweisen aufgeführt.

#### Betriebsweise 1

Betriebsweise 1 beschreibt eine priorisierte Versorgung der Last mit minimalem Bezug aus dem vorgelagerten Netz. Die Erzeugung des Solarstroms durch die Photovoltaikmodule und die Umwandlung durch die 3-Phasenumrichter stellt die Versorgung der Verbraucher bei ausreichender Sonneneinstrahlung sicher. Hierbei wird durch die „Automatic SwitchBox“ der Energiefluss geregelt. Bei höherer Erzeugung und geringerer Last wird die überschüssige Energie in den Batterien des BackUp-Systems gespeichert, um bei Zeiten geringerer Sonneneinstrahlung die Versorgung der angeschlossenen Ladesäulen sicher zu stellen. Sollten keine Elektromobile zur Ladung an den Ladesäulen angeschlossen sein, wird der erzeugte Solarstrom 100 Prozent zur Ladung der Batterien genutzt. Problematisch wird die Abführung der „erzeugten“ Solarenergie bei nicht angeschlossenen oder geringen Lasten sowie bereits vollständig geladenen Batterien. Hierfür ist das Wechseln der Betriebsweise mit Anbindung in das Versorgungsnetz zweckmäßig. Dabei kann die überschüssige Solarenergie in das Versorgungsnetz eingespeist werden. Ebenso sinnvoll erweist sich die Option der wechselnden Betriebsweise an Tagen geringerer Sonneneinstrahlung und zu hohen Lasten im MG durch hohen Bedarf der Verbraucher. Bei ungenügender Kapazität des BackUp-Systems kann das vorgelagerte Verteilungsnetz die Versorgung der Lasten sicherstellen. Zur Unterstützung des MG ist ein BHKW eingebunden. Durch den Synchrongenerator des BHKW kann es im Bedarfsfall durch eine optionale Anbindung das MG mit Strom versorgen und die elektrischen Systemparameter wie Spannung, Frequenz und Phasenlage vorgeben. Damit ist folgende Priorisierung zu berücksichtigen:

- 1. Priorität: Versorgung der Verbraucher,
- 2. Priorität: Versorgung durch PV-Anlage,
- 3. Priorität: minimaler Strombezug vom Netz,
- 4. Priorität: Unterstützung durch stat. Batterie,

- 5. Priorität: Unterstützung durch das BHKW,
- 6. Priorität: Unterstützung durch das Netz,
- 7. Priorität: Überschüsse einspeisen.

Dafür lässt sich ein Programmablaufdiagramm wie in Abbildung 6-10 erstellen. Es beschreibt die zustandsabhängigen Ereignisse der Betriebsweise 1. Dabei bezieht sich die Betriebsweise 1 auf die MG-Zustände aus Tabelle 6-1. Bei dieser Betriebsweise sind für die Simulation folgende Parameter verwendet worden:

- BHKW EIN bei  $SoC_{Batt} < 5 \%$  nutzbarer Energie,
- BHKW AUS bei  $SoC_{Batt} > 25 \%$  nutzbarer Energie,
- Maximale Lade-/Entladeleistung der Batterie beträgt  $\pm 60 \text{ kVA}$ ,
- Anfangsenergiekapazität der stationären Batterie  $50 \text{ kWh}$ ,
- Nutzbare Energiekapazität der stationären Batterie  $500 \text{ kWh}$ .

Ausgehend der Betrachtung eines Sommertages (August 2013) und eines Wintertages (Februar 2014) wurden reale Messdaten der PV-Anlage und der Last für diese Auswertungen herangezogen. Während im Sommer der Einsatz des BHKW nicht notwendig ist und Überschüsse dem vorgelagerten Netz zur Verfügung gestellt werden, sind im Winter bei analogen Grundparametern entgegengesetzte Verhalten erkennbar. Bei den Simulationen werden verdichtete Rasterwerte (1 min) angewendet. Das Ein- und Ausschaltverhalten des BHKW, die Rücksynchronisation auf das vorgelagerte Netz sowie das Ladeverhalten der stationären Batterie ist nicht berücksichtigt (siehe Abbildung 6-11 und Abbildung 6-12).

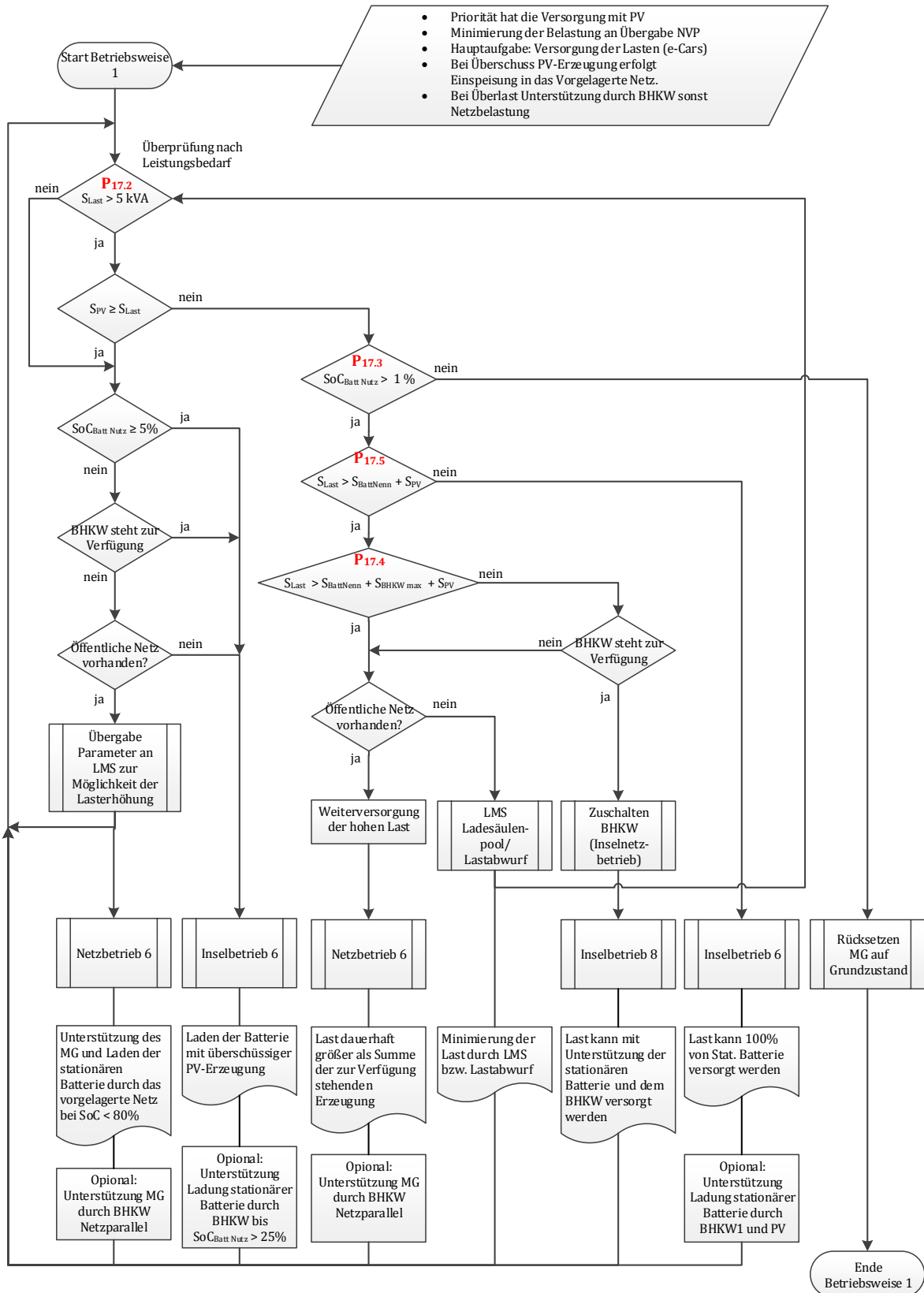
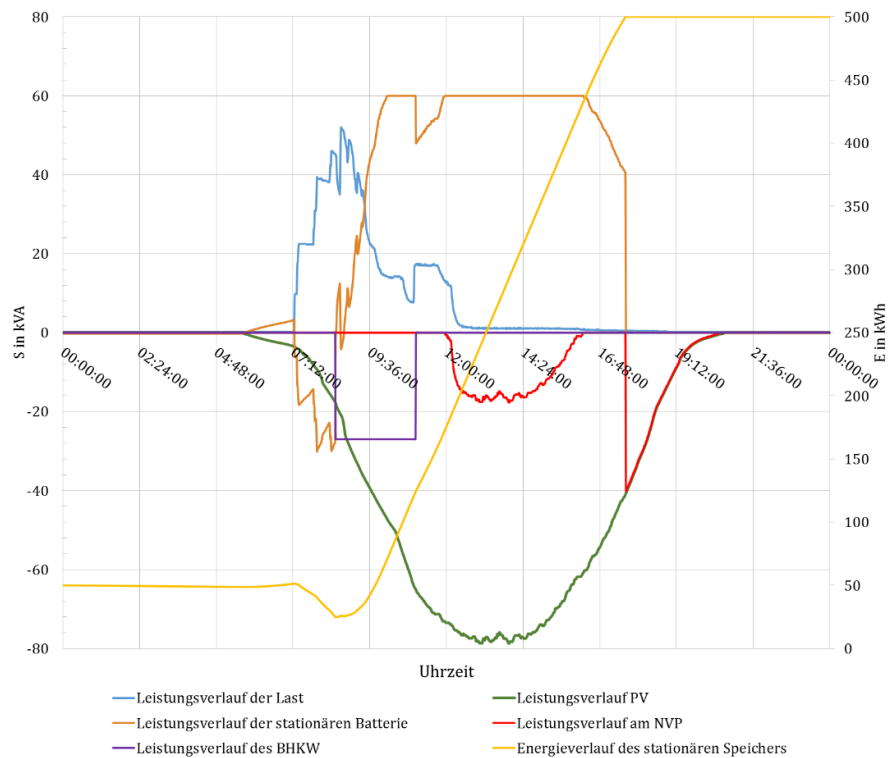


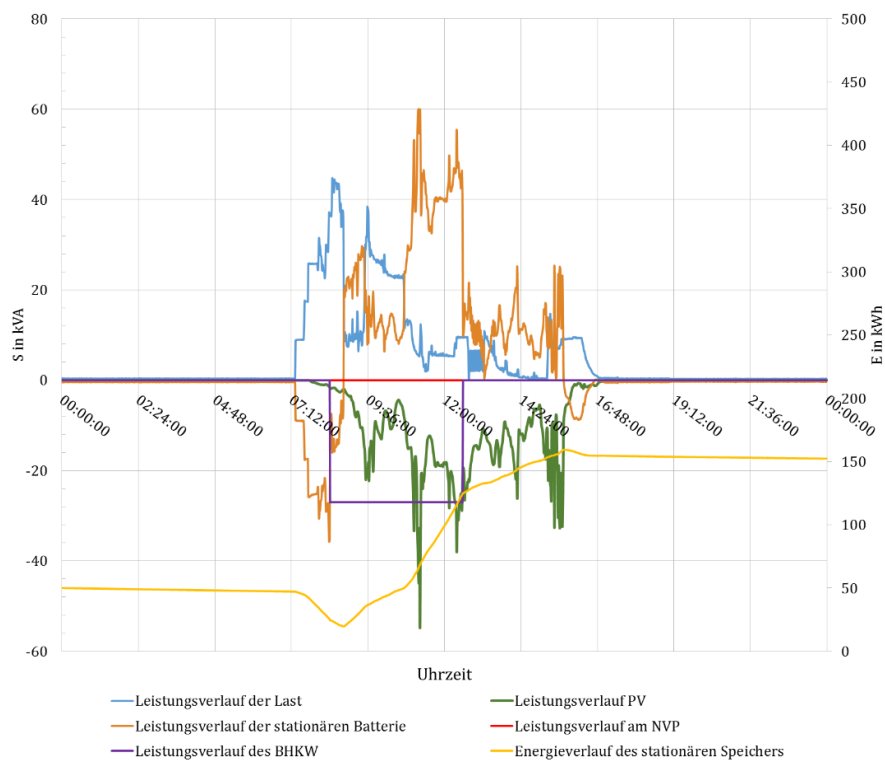
Abbildung 6-10: Programmablaufplan Betriebsweise 1

Die rot markierten Parameter stellen definierte Nutzereingaben dar, die innerhalb der nach Anlage A.17, Tabelle A-10 beschriebenen Betriebsweise, als

betriebsweisenabhängige Parameter definiert sind. Die Endzustände der einzelnen Entscheidungspfade stellen MG-Zustände nach Tabelle 6-1 dar.



**Abbildung 6-11: Beispielhafte Leistungsverläufe Betriebsweise 1 (Sommertag)**



**Abbildung 6-12: Beispielhafte Leistungsverläufe Betriebsweise 1 (Wintertag)**



## Betriebsweise 2

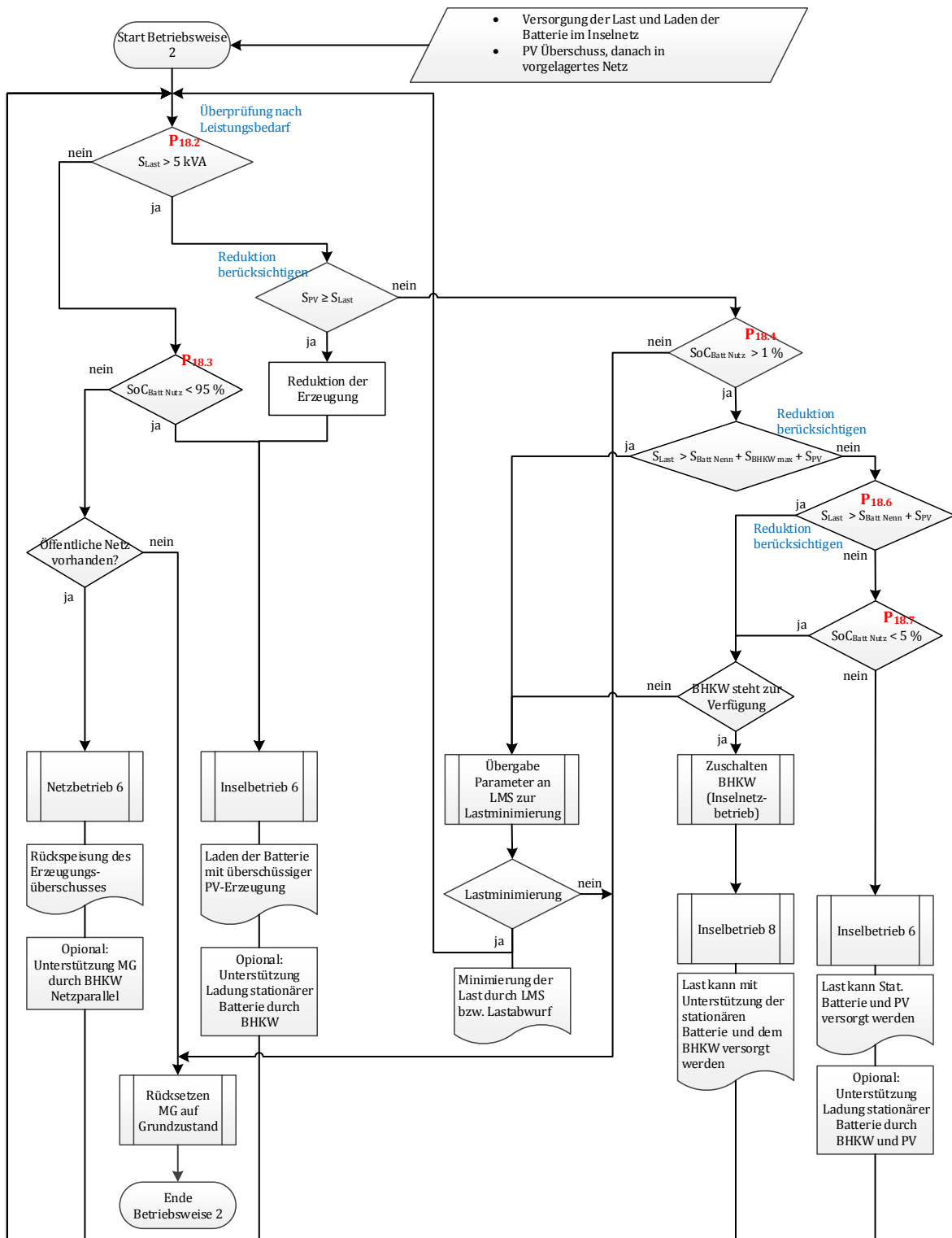
Betriebsweise 2 unterscheidet sich geringfügig von Betriebsweise 1. Während in Betriebsweise 1 der Überschuss der Erzeugung in das vorgelagerte Netz eingespeist wird, erfolgt in Betriebsweise 2 eine „Abregelung“ der Erzeugung. Erst wenn die Lasten unter 5 kVA sinken, wird die Erzeugung in das vorgelagerte Netz eingespeist. Darüber hinaus ist in dieser Betriebsweise eine Lastminimierung möglich, die den Inselbetrieb aufrechterhält, sollte die Last im Vergleich zur Erzeugung ein Übergewicht besitzen. Damit ist folgende Priorisierung zu berücksichtigen:

- 1. Priorität: Versorgung durch eigene Ressourcen (Netzstabilität),
- 2. Priorität: kein Strombezug vom Netz,
- 3. Priorität: Versorgung der Verbraucher (bei Lastminimierung Teillast),
- 4. Priorität: Versorgung durch PV-Anlage,
- 5. Priorität: Unterstützung durch stat. Batterie,
- 6. Priorität: Unterstützung durch das BHKW,
- 7. Priorität: Überschüsse einspeisen.

Dafür lässt sich ein Programmablaufdiagramm wie in Abbildung 6-13 erstellen. Es beschreibt die zustandsabhängigen Ereignisse der Betriebsweise 2. Dabei bezieht sich die Betriebsweise 2 auf die MG-Zustände aus Tabelle 6-1. Bei dieser Betriebsweise sind für die Simulation folgende Parameter verwendet worden:

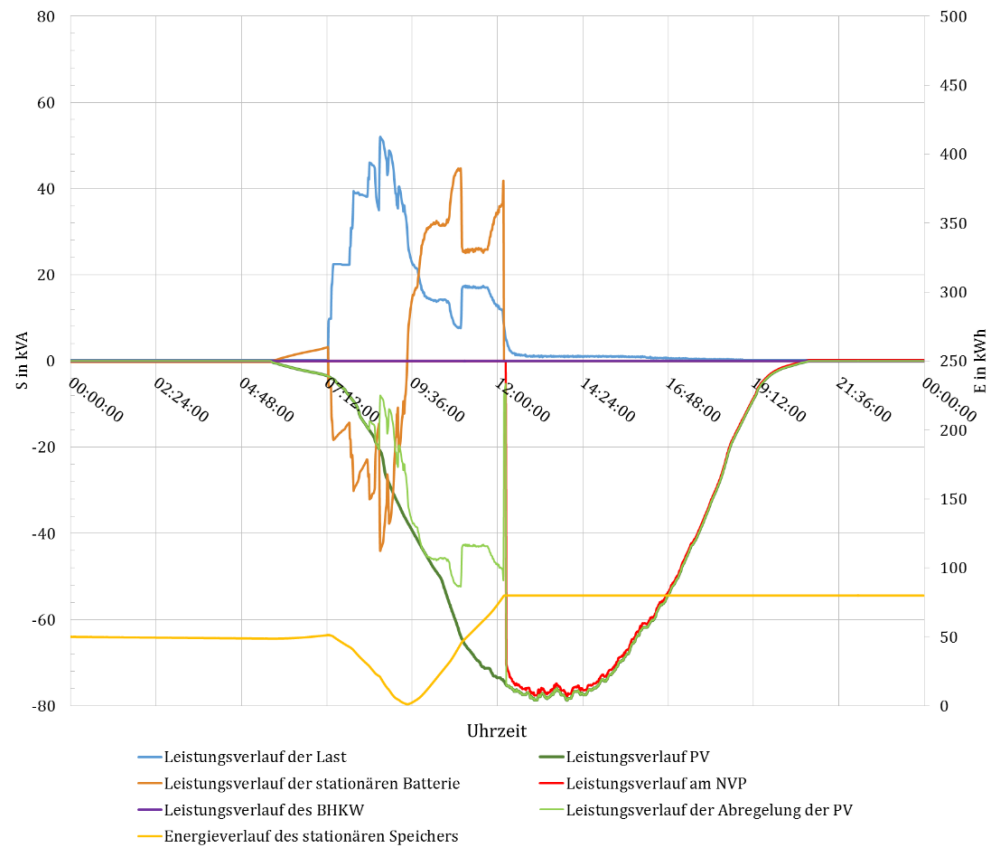
- BHKW EIN bei  $SoC_{Batt} < 1$  % nutzbarer Energie,
- BHKW AUS bei  $SoC_{Batt} > 75$  % nutzbarer Energie,
- Maximale Lade-/Entladeleistung der Batterie beträgt  $\pm 60$  kVA,
- Anfangsenergiekapazität der stationären Batterie 50 kWh,
- Nutzbare Energiekapazität der stationären Batterie 80 kWh.

Ausgehend der Betrachtung eines Sommertages (August 2013) und eines Wintertages (Februar 2014) wurden reale Messdaten der PV-Anlage und der Last für diese Auswertungen herangezogen. Die Reduktion der PV Anlage, abhängig des Bilanzkreises im MG, stellt innerhalb der Simulation den größten Zirkelbezug dar. Mit der Festlegung, dass lediglich bei einer Last die kleiner 5 kVA ein Netzbetrieb erlaubt ist, wird der Einsatz des BHKW an dem betrachteten Wintertag elementar. Eine Netzdienstleistung wird lediglich bei Lasten kleiner 5 kVA erlaubt. Dies reduziert den Netzbetrieb im Winter und erhöht ihn an dem betrachteten Sommertag. Das Ein- und Ausschaltverhalten des BHKW, die Rücksynchronisation auf das vorgelagerte Netz sowie das Ladeverhalten der stationären Batterie ist nicht berücksichtigt (siehe Anlage A.18).

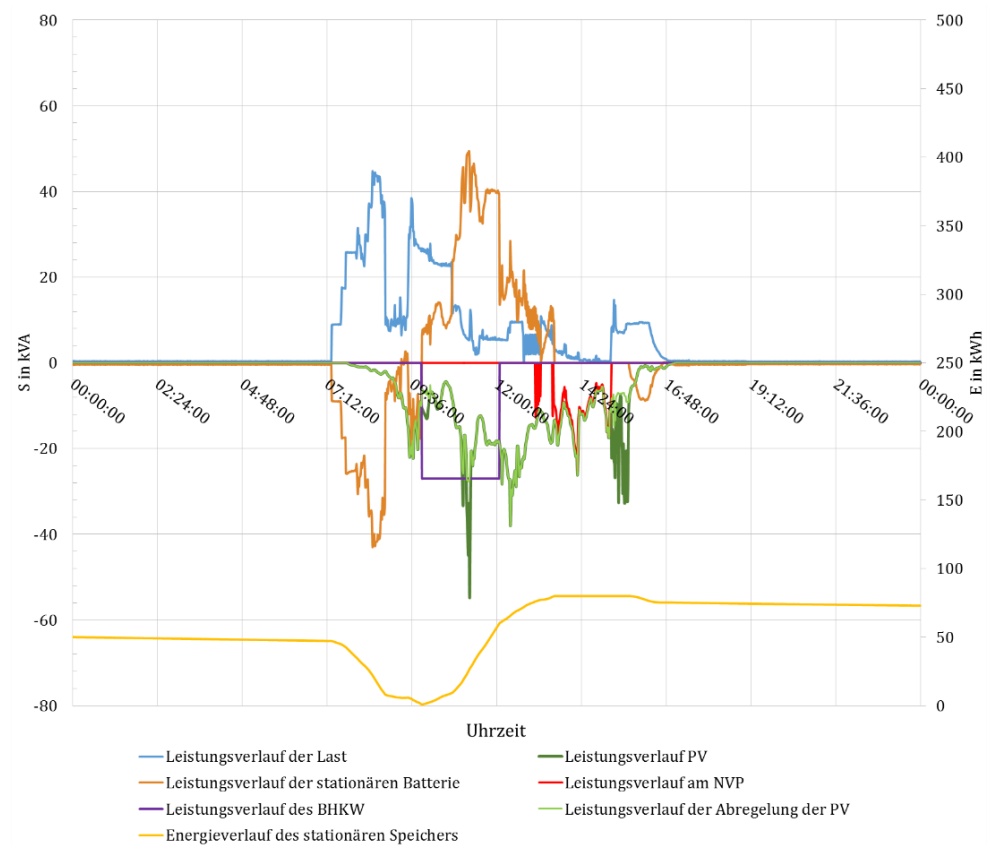


**Abbildung 6-13: Programmablaufplan Betriebsweise 2**

Da die PV-Anlage durch Nutzervorgabe in ihrer Ausgabeleistung reduziert sein kann, ist ein entsprechender Verweis im Programmablaufplan aufgeführt.



**Abbildung 6-14: Beispielhafte Leistungsverläufe Betriebsweise 2 (Sommertag)**



**Abbildung 6-15: Beispielhafte Leistungsverläufe Betriebsweise 2 (Wintertag)**

### Betriebsweise 3

Betriebsweise 3 ist charakterisiert durch den Übergabe-Fahrplan zum vorgelagerten Netz. Dazu ist innerhalb eines Fahrplans die Übergabe-Wirkleistung an NVP in einem Zeitraster definiert. Es findet dabei kein Wechsel des Betriebsmodus Netzbetrieb/Netzparallelbetrieb statt.

Die Betriebsweise überwacht diese Vorgabe durch Vergleich der Ist- und Sollwerte und übernimmt, in Abhängigkeit der Entscheidungsstränge des Programmablaufs, die Steuerung und Regulierung zur Einhaltung des entsprechenden Fahrplans. Dazu ist in dieser Betriebsweise erstmals die Rückspeisefähigkeit der Last implementiert und wird für die entsprechende Netzdienstleistung (Fahrplan) benötigt. Es findet das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) Anwendung.

$$S_{NVP} = S_{Erzeugung} + S_{Last} \quad 6-1$$

$$S_{NVP} = S_{PV} + S_{Batt} + S_{BHKW} + S_{Last} \quad 6-2$$

Daraus ergibt sich bei Forderung der Reduktion der Leistung am NVP und unter Beachtung des VZS, dass je nach Priorisierung:

- die PV-Anlage nach Möglichkeit die Erzeugung erhöht und/oder
- die stationäre Batterie mit weniger Leistung lädt bzw. mit mehr Leistung entlädt und/oder
- das BHKW nach Möglichkeit die Erzeugung erhöht und/oder
- die rückspeisefähige Last die Rückspeisung reduziert bzw. die Leistungsaufnahme erhöht.

In der Betriebsweise 3 wird folgende Priorisierung berücksichtigt:

- 1. Priorität: Einhalten des Übergabe-Fahrplans,
- 2. Priorität: Einhalten der Prioritäten der Komponenten.

Dafür lässt sich ein Programmablaufdiagramm wie in Abbildung 6-16 erstellen. Es beschreibt die zustandsabhängigen Ereignisse der Betriebsweise 3. Dabei bezieht sich die Betriebsweise 3 auf den MG-Zustand aus Tabelle 6-1.

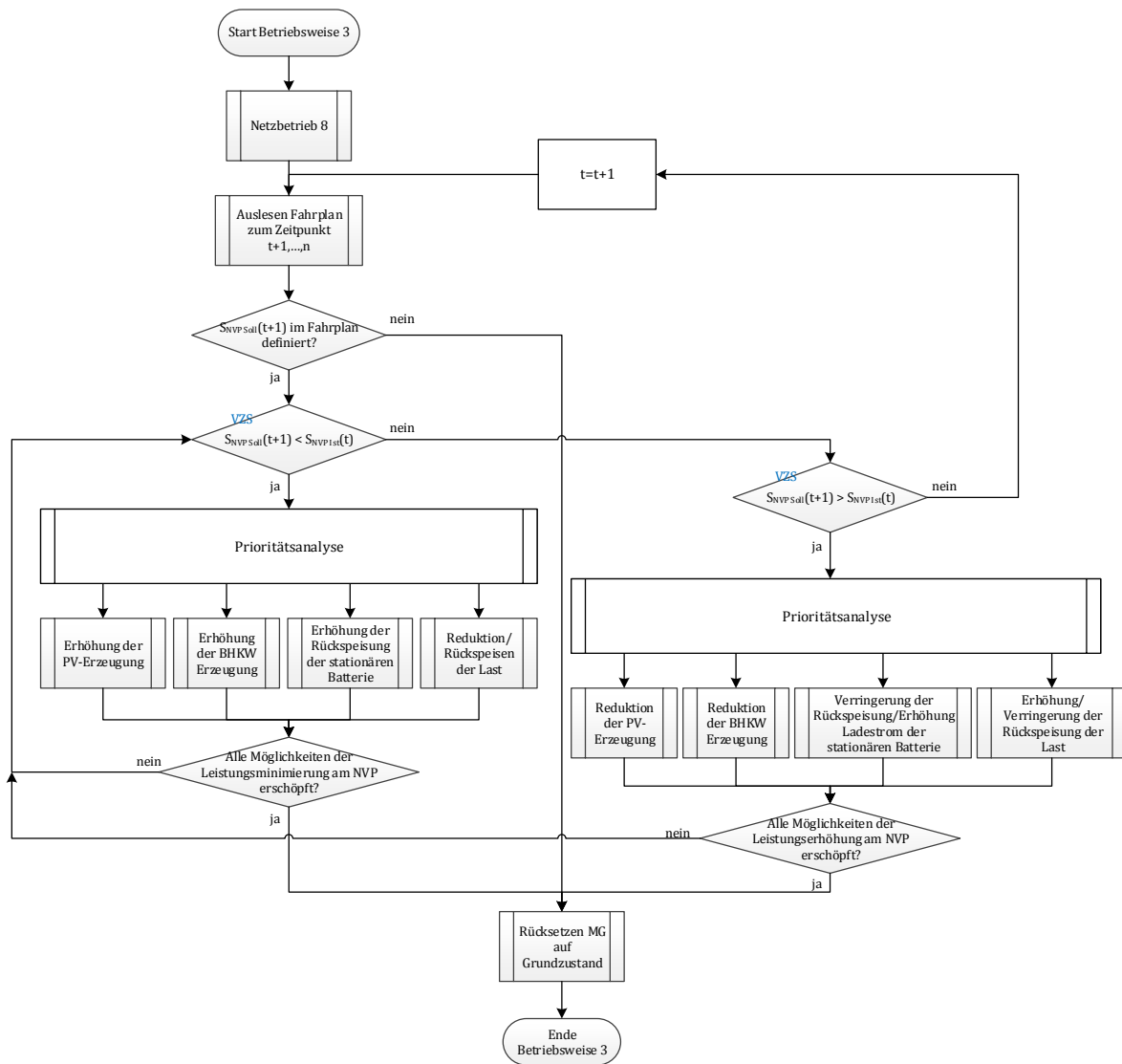


Abbildung 6-16: Programmablaufplan Betriebsweise 3

Eine spezifische Umsetzung mit Festlegung der Prioritäten erfolgt in Anlage A.18, Abbildung A-21. Innerhalb der Betriebsweise sind folgende Prioritäten festgelegt:

- 1. Priorität: Einhalten des Übergabe-Fahrplans,
- 2. Priorität: Hauptsächliche Unterstützung durch die PV-Anlage,
- 3. Priorität: Unterstützung durch das BHKW,
- 4. Priorität: Unterstützung der Verbraucher (Teillast),
- 5. Priorität: Nutzung der Rückspeisefähigkeit der Verbraucher.

Die stationäre Batterie findet in dieser spezifischen Umsetzung keine Bedeutung.

#### 6.4.4 Kombination der Betriebsweisen und Microgrid-Zustände

Im universitären MG der BTU erhalten die MG-Zustände und Betriebsweisen einen separaten Parameter im Datenmodell des Leitsystems, wodurch ein definiertes Setzen einer ID als Zahl ermöglicht wird. Mit Einbindung dieser in das Fahrplantool und das Fahrplanmanagement ist die Grundlage für die Kombination dieser abgeschlossen.

Mit Hilfe des Fahrplantools und der Definition von fahrplanabhängigen Parametern können die MG-Zustände und Betriebsweisen innerhalb eines zeitlich gerasterten Fahrplans kombiniert werden (siehe Anlage A.16, Abbildung A-20). Da bereits in den Betriebsweisen MG-Zustände variieren, ist ein gesonderter Eingabeparameter zwischen Ist-Wert und Eingabewert zu unterscheiden, sonst entsteht beim MG-Zustandswechsel innerhalb einer Betriebsweise ein ungültiger Systemzustand. Mit Separierung zwischen Ein- und Ausgabeparameter wird dieser Zustand umgangen.

Während alle MG-Zustände und Betriebsweisen Bestandteile eines Fahrplans darstellen können, beinhalten die Betriebsweisen einen endlichen Anteil an MG-Zuständen. Je nach Betriebsweise ist die Menge der MG-Zustände variabel. Aufgrund von unterschiedlichen Besitzverhältnissen der MG-Komponenten und Ausprägungen der Orientierungen der Betriebsweisen ist keine komplette Mengengleichheit zwischen Betriebsweisen und MG-Zuständen zu erwarten (siehe Abbildung 6-17).

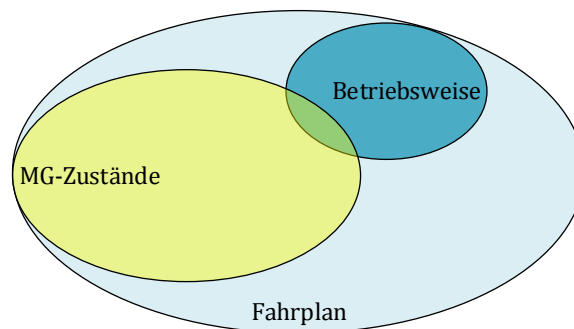
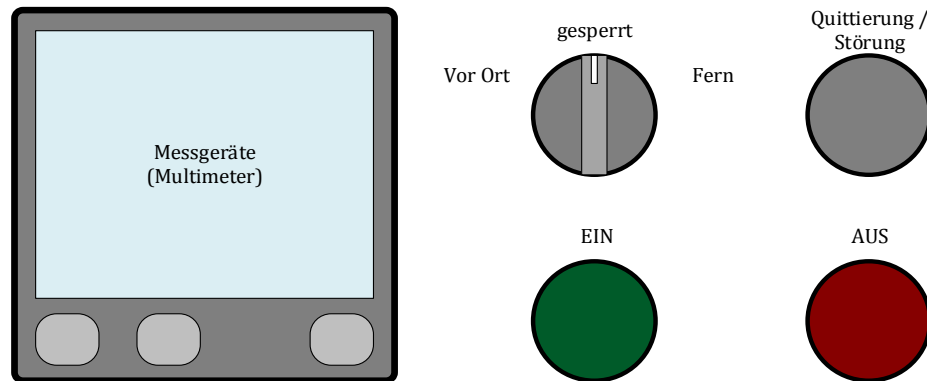


Abbildung 6-17: Schnittmengen Fahrplanmanagement

### 6.5 Netzführung und Steuerstrategie

In Anlehnung an die Betrachtungen aus Kapitel 4 wird für das vorliegende MG eine hierarchische Steuerungsstrategie definiert. Dies beinhaltet, neben der hierarchischen Kontrollarchitektur, eine hierarchische Aufführung der Steuerungsebenen. Dabei übernimmt die Leittechnik-Hard- und -Software die Funktionalitäten des MG-CC.

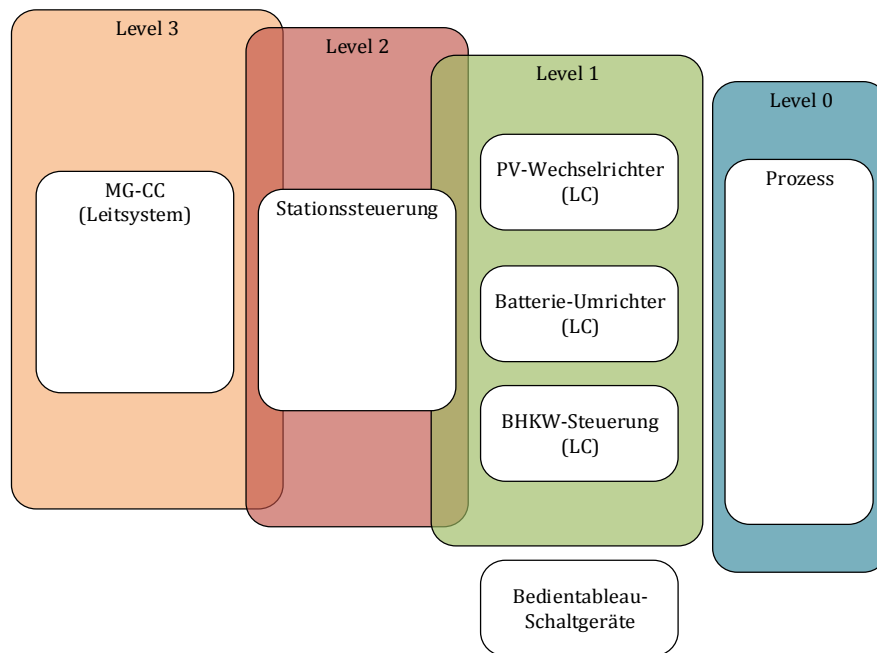
Des Weiteren sind Steuereingriffe und Schalthandlungen nicht ausschließlich über die Leittechnik, sondern ebenfalls priorisiert vor Ort möglich. Dazu besitzt jedes Betriebsmittel des universitären MG ein Bedienpult vor Ort (siehe Abbildung 6-18).



**Abbildung 6-18: Beispiel: Bedientableau Leistungsschalter**

An diesem Bedientableau befinden sich die Schaltstellenwahl (Knebelschalter), ein Taster zur Fehlerquittierung, zwei Vor-Ort-Leuchtmeldetaster und ein Messgerät. Nach diesem Konzept ist jedes Schaltgerät separat für den Fernzugriff freizugeben. Dadurch wird zum einen die manuelle Schaltmöglichkeit vor Ort ermöglicht und zusätzlich das gleichzeitige inkompatible Schalten von „Vor Ort“ und „Fern“ unterbunden. Neben den Bedienstellen für Schaltgeräte sind an den Feldgeräten, wie PV-Wechselrichter und Batterieumrichter sowie BHKW-Steuerung, separate Anzeige- und Eingabebaugruppen (berührungssensitive Displays) integriert, die eine Steuerung vor Ort sicherstellen. Mit Verweis auf Kapitel 4 ergibt sich für das universitäre MG folgende hierarchische Gliederung (siehe Abbildung 6-19).

Wie in Abbildung 6-19 dargestellt umfasst das Leitsystem des universitären MG eine hierarchische Kontrollarchitektur nach Kapitel 4.2.1. Diese lässt sich, abhängig ihrer Aufgaben, auf das Steuerungsebenen-Konzept aus Kapitel 4.2.2 anwenden. Mit der Primärsteuerung vor Ort in den LC erfolgt eine Zwischenaggregation in einer speicherprogrammierbaren Steuerung (SPS) als Stationseinheit. Diese überwacht, losgelöst vom vorgelagerten MG-CC, die prozessnahen Verriegelungen, konvertiert die Übertragungsprotokolle, übernimmt eine Vorverarbeitung der ein- und ausgehenden Daten, stellt und überwacht die gewünschten Betriebszustände und dient als Schnittstelle zwischen LC und MG-CC. Diese Auslagerung von Funktionen und Aufgaben ermöglicht einen Weiterbetrieb bzw. eine geregelte Grundzustandsherstellung bei Eintritt eines fehlerhaften Zustandes des MG-CC.

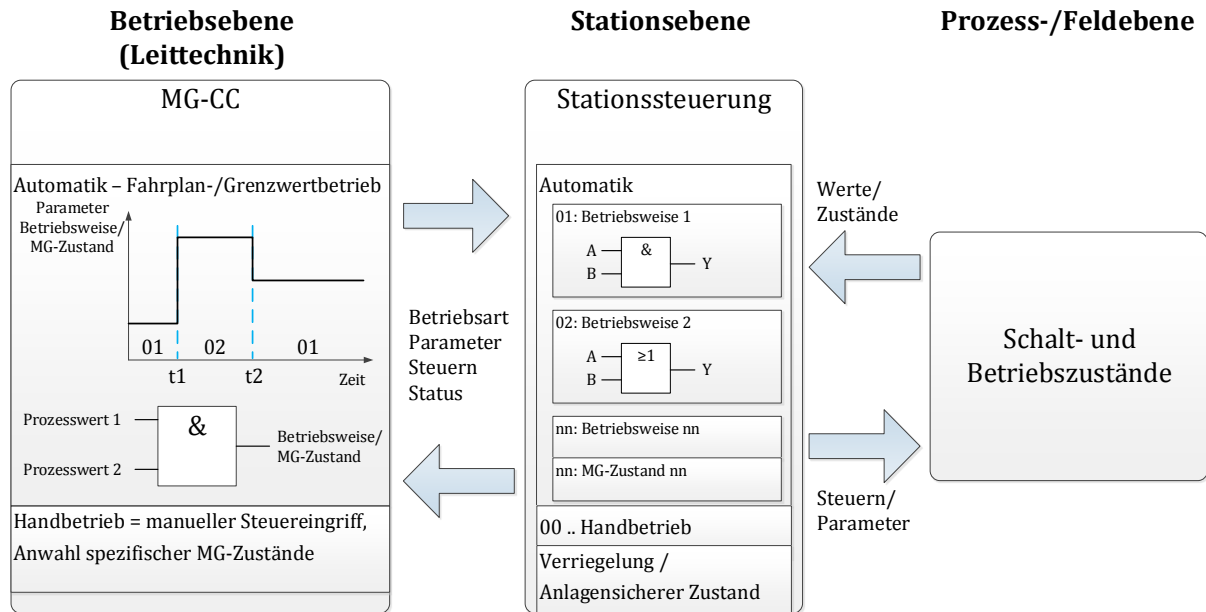


**Abbildung 6-19: Hierarchische Struktur des universitären Microgrids**

Während der Fahrplan in der Leittechnik generiert und überwacht wird, erfolgt das Abfahren der Fahrpläne und Betriebsweisen sowie die Einstellung der MG-Zustände in der Stationssteuerung des MG. Darüber hinaus überwacht die Steuerung alle prozessrelevanten und anlagensichernden Verriegelungen. Mit Verweis auf Abbildung 6-19 ist in Abbildung 6-20 die Steuerungsstrategie des universitären MG schematisch dargestellt.

Da alle Zustände der ansteuerfähigen Schaltgeräte innerhalb des Kapitels 6.4.1 als MG-Zustand definiert sind, bewirkt jede manuelle Schalterzustandsänderung eine Änderung der ID des MG-Zustands.





**Abbildung 6-20: Steuerungsstrategie und Netzführung**

Die Steuerung überwacht die MG-Zustände zwischen Wunsch des MG-CC und Möglichkeit des Prozesses. Vor allem bei Restriktionen durch Zeitglieder innerhalb bestimmter Regelungsprozesse bspw. An- und Abfahren des BHKW inkl. Wärmekreislauf, werden prozessnahe Überwachungen benötigt. Weiterhin sind die Steuerung und der Bediener auf die Reaktionszeiten und Rückmeldungen der Prozesskomponenten angewiesen, um Reaktionen des Systems bewerten zu können. Dabei ist durch den Bediener die Erreichbarkeit der MG-Zustands- und Betriebsweisen-abhängigen MG-Komponenten von hohem Wert. Erfolgt während des Abfahrens eines Fahrplans oder einer Betriebsweise die Änderung eines Anwahlschalters (siehe Abbildung 6-18) steht die entsprechende Komponente dem MG-CC nicht zur Verfügung, wodurch der Prozess „Rücksetzen MG-Grundzustand“ eingeleitet wird. Daher sind Absprachen zwischen Nutzern vor Ort und dem Leitsystembediener zu treffen, um ungewünschte Abbruchszenarien zu unterbinden.

Mit dem Ziel eines autonomen Betriebs im MG ist die Intelligenz des Systems abhängig der vollständigen Systembeschreibung innerhalb der Betriebsweisen und Fahrpläne. Die umfängliche Zustandsanalyse für alle Zustandsvarianten stellt die Grundlage aller Betrachtungen von benutzerspezifischen Fahrplänen und Betriebsweisen.

## 7 KONKLUSION UND AUSBLICK

Der ressourcenschonende Übergang von konventionellen, fossilen Erzeugungseinheiten zu dargebotsabhängigen, regenerativen Energieträgern bedarf einer zunehmenden Variabilität und Revision in den existenten Konstrukten der Übertragungs- und Versorgungsnetze. Dazu sind Umbau und Neudefinition der elektrischen Anlagen seitens der Energieversorger zu intelligenten Netzen wie SGs und MGs unumgänglich. Diese Neudefinition hebt den Grad der Automatisierung, Kommunikation, Datenerfassung und Datenverarbeitung innerhalb der bestehenden Netze. Dazu sind in den Kapiteln 3 und 4 ausführliche Betrachtungen angeführt, welche die Grundlage der heutigen Versorgungssysteme vor allem im Kontext von MGs darstellen. Mit Hilfe der herausgestellten Zusatzapplikationen von MG-CC ist der intelligente, optimierte Netzbetrieb möglich und schafft eine Anpassung der Verbrauchergewohnheiten an die Erzeugungsgegebenheiten zu einem ökologisch effizienteren Energienutzungs- und Energieversorgungskonzept.

Die vorliegende Arbeit erläutert die Funktionen und Definition eines MG im Kontext wandelnder Standardisierung und Normung im Bereich der IKT sowie ihrer Anwendung für zukünftige Leitsystemkonzepte. Dabei soll ein MG mit vordefinierten Arbeitspunkten in zufriedenstellenden Betriebsgrenzen autonom funktionieren, eine nahtlose Netztrennung und Wiederverbindung garantieren, die lokale DER-Erzeugung zur Marktbeteiligung unterstützen sowie dynamische Lastklassifikationen, Prioritäten und Empfindlichkeiten vorweisen.

Im Zusammenhang mit dem Ausbau von Energieversorgungsnetzen und dem Einsatz von IKT vollzieht sich die Entwicklung realer MGs. Ein MG bildet als Struktur den Endzustand von Anstrengungen zur Modernisierung des aktuellen Energiesystems. Mit dem steigenden Verarbeitungsumfang von Prozessinformationen in den dezentralen Komponenten von MGs ist eine zentrale Führung dieser Daten nicht tragbar, wodurch ein hierarchisches Konzept als umsetzbar definiert ist. Die veränderten Architekturen seitens Software und Kommunikation modularisieren den Markt für Funktionsbausteine und Applikationen von Leitsystemen im Niederspannungsbereich. Der Vorgang der Automatisierung und Durchdringung der Niederspannungsnetze mit IKT zur *Smartisierung* ist aufwendig und kostenintensiv. Alternativen für Netzleitsysteme in diesen Teilnetzen bietet ein hochauflösendes Geoinformationssystem (GIS) durch direkten Zugriff mit variablen Zugängen. Als Instrument zur Analyse und Strukturierung

von MGs wird in dieser Arbeit das MGAM als Rahmenmodell herausgearbeitet. Im Einklang zur Modularisierung der Komponenten steht die Fixierung der Normenfamilie IEC 61850, die zukünftig nicht alleinig auf Stationsebene, sondern darüber hinaus im Bereich der SCADA- und Leitsysteme, eine standardisierte Schnittstelle inkl. kompatibler Datenstruktur und -modelle definiert. Damit wird ein *Plug and Play* für herstellerübergreifende Soft- und Hardwarekomponenten für Leitsysteme und Anlagentechnik ermöglicht und der Wettbewerb am Markt eröffnet. Darüber hinaus ist in Abhängigkeit der Reduktion des SGAM um die Interoperabilitätsebene „Business“ die allgegenwärtige Prägung der Industrie auf Geschäftsmodelle zu berücksichtigen. Nach [16] ergeben sich im Bereich der Energie für intelligente Netze Wachstumsimpulse von jährlich 1,7 Mrd. Euro, während für Effizienzgewinne rund 9 Mrd. Euro ausgemacht werden.

Dieser Prognose kann die Entwicklung der energetischen Modernisierung vorangestellt werden. Die Implementierung von MGs und entsprechenden Leitsystemen umfasst zukünftig vier Phasen (siehe Kapitel 2.4.4). Dabei ist je nach Entwicklungsstand nicht jede Phase vollumfänglich ausgeprägt sondern wird sich im Verlauf von Forschung und Entwicklung sowie Marktakzeptanz verändern.

Trotz aller Betrachtungen und Bemühungen dieser Arbeit einen Beitrag für die Plattform MG zur Implementierung von angepassten Leitsystemen zu leisten, sind kritische Anmerkungen zu treffen.

#### Kommunikation heißt nicht Intelligenz.

Insbesondere populärwissenschaftliche Veröffentlichungen suggerieren diese Parität der Begriffe und Synonymisieren *smart* als Werkzeug der Energiewende. Systeme scheitern häufig an ihrer eigenen Komplexität, wonach vor allem Modelle wie das CIM und die SIA grundlegend vereinfacht werden müssen. Es bedarf keiner detaillierten, zentral zusammenlaufenden Steuerung innerhalb intelligenter Netze. Die Lösung der dezentralen Steuerung bilden Verhaltensregeln zum „Mitspielen“ im Stromnetz, einen Kodex, der eine „moralische“ Entscheidungsfindung der dezentralen Akteure ermöglicht.

SGs und MGs schaffen keine Physik im Netz, sondern beeinflussen Erzeuger und Verbraucher. Der Wandel kann nicht ohne die Versorgungsnetzbetreiber durchgeführt werden, um eine entsprechende Akzeptanz der aktuellen Netzbetreiber für die Dezentralisierung der Netzstrukturen zu erreichen. Durch politisch aggregierte Anreize ist die verzögerte Umsetzung zeitlich korrigierbar.

## QUELLENVERZEICHNIS

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), „Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung - Das 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung,“ Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Berlin, 2011.
- [2] Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz, „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014),“ 21 Juli 2014. [Online]. Available: [http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg\\_2014/gesamt.pdf](http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2014/gesamt.pdf). [Zugriff am 19 September 2015].
- [3] Bundesnetzagentur, „Ein verbindlicher Bundesbedarfsplan,“ Bundesnetzagentur, Mai 2015. [Online]. Available: <http://www.netzausbau.de/DE/Verfahren/Bundesbedarfsplan/Bundesbedarfsplan-node.html>. [Zugriff am 8 Juli 2015].
- [4] H.-M. Henning und A. Palzer, „Presseinformationen 2013 Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE,“ 14 November 2013. [Online]. Available: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/presseinformationen-2013/energiesystem-deutschland-2050>. [Zugriff am 4 März 2015].
- [5] VDE/ITG-Arbeitskreis Verteilungsnetzautomatisierung, „Energieinformationsnetze und -systeme Teil A - Verteilungsnetzautomatisierung im Smart Grid,“ VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Frankfurt am Main, 2012.
- [6] M. Uslar, M. Specht, C. Dänekas und e. al., Standardization in Smart Grids - Intruduction to IT-Related Methodologies, Architectures and Standards, Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2013.
- [7] D.-I. J. Benze, P. D.-I. C. Diedrich und H. Honecker, „Energieinformationsnetze und -systeme: Bestandsaufnahme und Entwicklungstendenzen,“ VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Frankfurt am Main, 2010.
- [8] Korb, F.; Lehnhoff, S.; Mayer, C. et al., „Data Access Point Manager - definierte Informationsflüsse im intelligenten Energieversorgungssystem der Zukunft,“ VDE Verlag GmbH, Berlin, Offenbach, 2014.
- [9] LEIFI Physik, „Elektromagnetische Induktion,“ LEIFI Physik, [Online]. Available: <http://www.leifiphysik.de/themenbereiche/elektromagnetische-induktion/faradays-versuche-zur-induktion>. [Zugriff am 19 September 2015].
- [10] E. Müller, Der Weg zur Elektromobilität - Technikgeschichte aus dem Blickwinkel der Elektrokraft, Norderstedt: Books on Demand GmbH, 2014.
- [11] H.-J. Appelrath, H. Kagermann und C. Mayer, „Future Energy Grid - Migrationspfade ins Internet der Energie,“ Februar 2012. [Online]. Available: <http://www.acatech.de/?id=1389>. [Zugriff am 2 Juli 2015].

- [12] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., „Elektrische Energieversorgung auf dem Weg nach 2050,“ VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Frankfurt am Main, 2013.
- [13] E.ON SE, „Intelligente Netz - Und das Netz denkt mit: Smart Grid,“ [Online]. Available: <http://www.eon.com/de/geschaeftsfelder/verteilung/zukunftstechnologien/intelligent-e-netze.html>. [Zugriff am 4 März 2015].
- [14] „<http://www.duden.de>,“ 2015. [Online]. Available: <http://www.duden.de/>. [Zugriff am 4 März 2015].
- [15] V. Schmid und C. Roßbach, *Intelligente Netze: Mobilität der Zukunft*, Hannover, 2013.
- [16] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), „Intelligente Netze: Potenziale und Herausforderungen,“ November 2012. [Online]. Available: <http://www.it-gipfel.de/IT-Gipfel/Navigation/mediathek,did=524304.html>. [Zugriff am 4 März 2015].
- [17] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Roland Berger Stragey Consultants, „Fachdialog Intelligente Vernetzung,“ 2015. [Online]. Available: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/F/fachdialog-intelligente-netze-factbook-querschnittsthemen,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>. [Zugriff am 5 März 2015].
- [18] DIN Deutsches Institut für Normung e.V., „DIN EN 45020:2007-03, Normung und damit zusammenhängende Tätigkeiten - Allgemeine Begriffe (ISO/IEC Guide 2:2004); Dreisprachige Fassung EN 45020:2006,“ Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2007.
- [19] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., „Deutsche Normungsroadmap E-Energy / Smart Grid,“ VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Frankfurt am Main, 2010.
- [20] EW Medien und Kongresse GmbH, „Energielexikon, energiewirtschaftliches Dreieck,“ [Online]. Available: [http://www.energie.de/lexika/energielexikon/details/54/energiewirtschaftliches\\_dreieck\\_100000980/](http://www.energie.de/lexika/energielexikon/details/54/energiewirtschaftliches_dreieck_100000980/). [Zugriff am 5 März 2015].
- [21] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., „Normungsroadmap E-Energy / Smart Grids 2.0,“ VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Frankfurt am Main, 2013.
- [22] M. Manthey, „Definition von Use-Cases im UML-Metamodell,“ Humboldt Universität zu Berlin, Berlin, 2012.
- [23] H.-J. Appelrath, P. Beeneken, L. Bischofs und e. al., *IT-Architekturentwicklung im Smart Grid - Perspektiven für eine sichere makrt- und standardbasierte Integration erneuerbarer Energien*, Berlin: Springer Gabler, 2012.
- [24] IEC International Electrotechnical Commission, *IEC 61968/61970 - The Common Information Model CIM*, Beuth-Verlag, 2012.
- [25] IEC International Electrotechnical Commission, *IEC 61850 - Communication networks and systems for power utility automation*, Beuth-Verlag, 2015.

- [26] IEC International Electrotechnical Commission, *IEC 62357 - Power systems management and associated information exchange*, VDE-Verlag, 2012.
- [27] CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, „CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group - Smart Grid Reference Architecture,“ 2012.
- [28] IEC International Electrotechnical Commission, *IEC 62264-1 - Enterprise/Control System Integration*, Beuth-Verlag, 2012.
- [29] S. Aier und M. Schonherr, *Enterprise Application Integration - Serviceorientierung und nachhaltige Architekturen 2. Auflage*, Berlin: GITO-Verlag, 2006.
- [30] D. Chiesa und S. Zirkelbach, „IEEEExplore - Viewpoint Microgrids Help More Than They Hurt,“ März 2014. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6774525>. [Zugriff am 9 Juli 2015].
- [31] S&C Electric Company, „Microgrids: An Old Idea with New Potential,“ 2 Mai 2013. [Online]. Available: <http://tdworld.com/grid-opt-smart-grid/microgrids-old-idea-new-potential>. [Zugriff am 9 April 2015].
- [32] A. Rüdiger, „Microgrids: Insel der Netz-Seligkeit,“ *Energy 2.0*, Nr. 4, pp. 18-22, 2012.
- [33] S. Borlase, *Smart Grids - Infrastructure, Technology and Solutions*, Boca Raton, Florida: CRC Press, 2013.
- [34] R. Zahoransky (Hrsg.), H. Schwarz, H.-J. Allelein und e. al., *Energietechnik*, Wiesbaden: Springer-Vieweg, 2013.
- [35] Siemens AG, „Microgrids,“ [Online]. Available: <http://w3.siemens.com/smartgrid/global/waste/grid-applications/microgrids/pages/default.aspx>. [Zugriff am 9 April 2015].
- [36] B. Kroposki und C. Varanian, „DOE Microgrid Planning Meeting - Microgrid Standards and Protocols,“ [Online]. Available: [http://e2rg.com/microgrid/standards\\_breakout2.pdf](http://e2rg.com/microgrid/standards_breakout2.pdf). [Zugriff am 14 April 2015].
- [37] T. Bialek, „Microgrids - UCSD Smart Grid Course,“ 22 Mai 2013. [Online]. Available: [http://cseweb.ucsd.edu/~trosing/lectures/cse291\\_microgrid.pdf](http://cseweb.ucsd.edu/~trosing/lectures/cse291_microgrid.pdf). [Zugriff am 9 April 2015].
- [38] T. Roughan, „Workshop in Microgrid Technologies and Applications,“ 11 Oktober 2013. [Online]. Available: <http://www.rpi.edu/cfes/Workshop%20on%20Microgrid/C3%20Roughan%20NGrid.pdf>. [Zugriff am 9 April 2015].
- [39] K. Eger, J. Götz, R. Sauerwein und e. al., „FINSNEY - Future INternet for Smart ENergy,“ 2 Dezember 2011. [Online]. Available: [https://bscw.fi-ppp.eu/pub/bscw.cgi/d19278/FINSNEY\\_D9.1\\_Project%20Presentation%20and%20Dissemination%20Plan\\_v1.2.pdf](https://bscw.fi-ppp.eu/pub/bscw.cgi/d19278/FINSNEY_D9.1_Project%20Presentation%20and%20Dissemination%20Plan_v1.2.pdf). [Zugriff am 07 Mai 2015].

- [40] Justo, Jackson John; Mwasilu, Francis; Lee, Ju; et al., „AC-microgrids versus DC-microgrids with distributed energy resources: A review,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 24, pp. 387-405, 23 April 2013.
- [41] B. Kroposki, „IEEE Xplore Digital Library - Microgrid standards and technologies,“ 20 Juli 2008. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=4596703>. [Zugriff am 27 April 2015].
- [42] W. Su und J. Wang, „Energy Management Systems in Microgrid Operations,“ *The Electricity Journal*, pp. 45-60, Oktober 2012.
- [43] IEC - International Electrotechnical Commission, „Smart Grid Standards Maps,“ IEC - International Electrotechnical Commission, 2015. [Online]. Available: <http://smartgridstandardsmap.com/>. [Zugriff am 17 Juni 2015].
- [44] P. A. Höher, Grundlagen der digitalen Informationsübertragung - Von der Theorie zur Mobilfunkanwendung, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.
- [45] Fraunhofer - Einrichtung für Systeme der Kommunikationstechnik ESK, „Smart Grid Communications 2020 - Fokus Deutschland,“ 2011. [Online]. Available: [http://www.esk.fraunhofer.de/content/dam/esk/de/documents/SmartGrid\\_Studie\\_final-web.pdf](http://www.esk.fraunhofer.de/content/dam/esk/de/documents/SmartGrid_Studie_final-web.pdf). [Zugriff am 16 Juni 2015].
- [46] IEC International Electrotechnical Commission, *ISO/IEC 11179 Metadata Registry*, 2002.
- [47] B. Mathiak, „SlidePlayer,“ 2012. [Online]. Available: <http://slideplayer.org/slide/643599/>. [Zugriff am 19 Juni 2015].
- [48] DIN Deutsches Institut für Norm e.V., *DIN EN 60870 - Fernwirkeinrichtungen und -systeme*, Beuth-Verlag.
- [49] CEN/CENELEC/ETSI Joint Working Group, „Final report of the CEN/CENELEC/ETSI Joint Working Group on Standards for Smart Grids,“ 5 Juni 2011. [Online]. Available: [http://www.etsi.org/WebSite/document/Report\\_CENCLCETSI\\_Standards\\_Smart%20Grids.pdf](http://www.etsi.org/WebSite/document/Report_CENCLCETSI_Standards_Smart%20Grids.pdf). [Zugriff am 22 Juni 2015].
- [50] P. Beenken, C. Busemann, J. Gonzalez und e. al., „E-ENERGY,“ Februar 2009. [Online]. Available: <http://www.e-energy.de/de/497.php>. [Zugriff am 22 Juni 2015].
- [51] Janz Tec AG, „Automatisierungssysteme,“ Janz Tec AG, [Online]. Available: <https://www.janztec.com/automatisierungssysteme.html>. [Zugriff am 7 September 2015].
- [52] A. B. Pedersen, B. Poulsen, E. B. Hauksson und e. al., „Facilitating a Generic Communication Interface to Distributed Energy Resources: Mapping IEC 61850 to RESTful Services,“ in *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on Smart Grid Communicatons*, Gaithersburg, 2010.

- [53] ABB Power and productivity for a better world, „Schalter-Schutzeinheit REQ650,“ September 2013. [Online]. Available: [https://library.e.abb.com/public/3fc867cec9dd6072c1257c0f0035c3e5/1MRK511242-UDE\\_de\\_Kommunikationsprotokoll-Handbuch\\_IEC\\_61850\\_650\\_Serie.pdf](https://library.e.abb.com/public/3fc867cec9dd6072c1257c0f0035c3e5/1MRK511242-UDE_de_Kommunikationsprotokoll-Handbuch_IEC_61850_650_Serie.pdf). [Zugriff am 25 Juni 2015].
- [54] T. Hussain und P. D.-I. G. Frey, „Entwicklung verteilter Steuerungen mit UML und IEC 61499,“ VDI Verein Deutscher Ingenieure, Baden Baden, 2008.
- [55] J. Lange, F. Iwanitz und T. Burke, OPC: Von Data Access bis Unified Architecture, Berlin: VDE Verlag, 2010.
- [56] P. Kopacek und M. Zauner, Leitfaden der technischen Informatik und Kommunikationstechnik, Wien, Linz: Springer-Verlag Wien GmbH, 2003.
- [57] W. Friedrich, „Kommunikationsanforderungen bei der sukzessiven Automatisierung,“ EW Medien und Kongresse GmbH, Berlin, 2014.
- [58] D. Mackay und H. Triebke, „Einleitung / Grundlagen,“ in *Fach Austausch Kommunikationsprotokolle*, Berlin, 2014.
- [59] ITWissen.info, „Kommunikationsnetz,“ ITWissen - Das große Online-Lexikon für Informationstechnologie, [Online]. Available: <http://www.itwissen.info/definition/lexikon/Kommunikationsnetz-communication-network.html>. [Zugriff am 3 Juli 2015].
- [60] M. Eigner, F. Gerhardt, T. Gilz und e. al., Informationstechnologie für Ingenieure, Berlin Heidelberg: Springer-Vieweg, 2012.
- [61] netzwerke.com, „Definition Netzwerk,“ netzwerke.com, [Online]. Available: <http://www.netzwerke.com/Netzwerke-allgemein.htm>. [Zugriff am 6 Juli 2015].
- [62] L. Eckert, „Rechnernetze II,“ 21 Mai 2005. [Online]. Available: <http://www.w3service.net/vorlesungen/rechnernetze2/0010-protokoll Darstellung/Grundbegriffe%20der%20Kommunikation-048.pdf>. [Zugriff am 7 Juli 2015].
- [63] P. D.-I. h. K. Irmscher, „Informatik.uni-leipzig.de,“ 22 November 2011. [Online]. Available: [http://www.informatik.uni-leipzig.de/~irmscher/lehre/skripte/RechnernetzeScriptum\\_T1.pdf](http://www.informatik.uni-leipzig.de/~irmscher/lehre/skripte/RechnernetzeScriptum_T1.pdf). [Zugriff am 6 Juli 2015].
- [64] W. Frisch, H.-J. Hölzel, F.-J. Lintermann und e. al., Basiswissen IT-Berufe, Troisdorf: Bildungsverlag EINS GmbH, 2008.
- [65] H. Hübscher, H.-J. Petersen, C. Rathgeber und e. al., IT-Handbuch, Braunschweig: Bildungshaus Schulbuchverlage Westermann Schroedel Diesterweg Schöningh Winklers GmbH, 2009.
- [66] J. Zhang und C. A. Gunter, „IEC 61850 - Communication Networks and System in Substations: An Overview of Computer Science,“ University of Illinois at Urbana-Champaign, Urbana.



- [67] H. Sack und C. Meinel, *Digitale Kommunikation - Vernetzen, Multimedia, Sicherheit*, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009.
- [68] I. Patrao und E. G. G. e. a. Figueres, „Microgrid architectures for low voltage distributed generation,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 43, pp. 415-424, 27 November 2014.
- [69] D.E. Olivares, A. Mehrizi-Sani, A.H. Etemadi, et al., „Trends in Microgrid Control,“ 20 Mai 2014. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=6818494>. [Zugriff am 10 August 2015].
- [70] Next Kraftwerke GmbH , „Dispatch & Redispatch,“ Next Kraftwerke GmbH , [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/dispatch-redispatch>. [Zugriff am 10 August 2015].
- [71] A. L. Dimeas und N. D. Hatziaargyriou, „Operation of a Multiagent System for Microgrid Control,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1447-1455, 3 August 2005.
- [72] O. Palizban, K. Kauhaniemi und J. M. Guerrero, „Microgrids in active network management - Part I: Hierarchical control, energy storage, virtual power plants, and market participation,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 36, pp. 428-439, 22 Januar 2014.
- [73] IEC International Electrotechnical Commission, „IEC/ISO 62264,“ Beuth-Verlag, 2014.
- [74] D.-I. S. Hopfgarten, „Hierarchische Steuerungssysteme,“ TU-Ilmenau Fakultät für Informatik und Automatisierung Institut für Automatisierungs- und Systemtechnik Fachgebiet Simulation und Optimale Prozesse, Ilmenau.
- [75] Kantamneni, Abhilash; Brown, Laura E.; Parker, Gordon; et al., „Survey of multi-agent systems for microgrids control,“ *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, pp. 192-203, 3 Juli 2015.
- [76] Rivera, Sergio; Farid, Amro; Youcef-Toumi, Kamal, „Coordination and Control of Multiple Microgrids Using Multi-Agent Systems,“ in *Energypath 2013: Our Global Sustainable Energy Future*, Villanova , 2013.
- [77] McArthur, S.D.J.; Davidson, E.M.; Catterson, V.M.; et al., „Multi-Agent Systems for Power Engineering Applications - Part I: Concepts, Approaches and Technical Challenges,“ *IEEE Transactions on Power Systems* Vol. 22 No. 4, pp. 1743-1752, November 2007.
- [78] L. Mönch, „Autonome und kooperative Steuerung komplexer Produktionsprozesse mit Multi-Agenten-Systemen,“ *WI Wirtschaftsinformatik*, pp. 107-119, April 2006.
- [79] P. Piagi und R. H. Lasseter, „Autonomous Control of Microgrids,“ in *Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE*, Montreal, Que, 2006.
- [80] Deutsches Institut für Normung e.V., *DIN IEC 60050-351 - Internationales Elektrotechnisches Wörterbuch*, Beuth Verlag, 2014.

- [81] C. Rehtanz, *Autonomous Systems and Intelligent Agents in Power System Control and Operation*, Berlin, Heidelberg, New York: Springer-Verlag, 2003.
- [82] V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 2*, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2009.
- [83] IEC International Electrotechnical Commission, *IEC 62264 Enterprise-control system integration*, Beuth-Verlag, 2012.
- [84] E.-G. Tietze, *Netzleittechnik Teil 2: Systemtechnik*, Berlin, Offenbach: VDE Verlag GmbH, 2006.
- [85] K.-D. Henke, „Leittechnische Entwicklungen für Smart Grids aus Beratersicht,“ 8 November 2012. [Online]. Available: [https://www.btc-ag.com/de/SID-8637AC14-D35E764E/documents/2\\_Forum1b\\_SmartGrids\\_Henke.pdf](https://www.btc-ag.com/de/SID-8637AC14-D35E764E/documents/2_Forum1b_SmartGrids_Henke.pdf). [Zugriff am 4 August 2015].
- [86] Schneider Electric, „Netzleittechnik für Energieversorger,“ Januar 2015. [Online]. Available: [http://www.schneider-electric-downloads.de/downloads/netzleittechnik\\_fuer\\_energieversorger](http://www.schneider-electric-downloads.de/downloads/netzleittechnik_fuer_energieversorger). [Zugriff am 5 August 2015].
- [87] G. Dietrich, *Netzleittechnik - die Automatisierungstechnik für Energienetze*, Hochschule Mannheim University of Applied Sciences.
- [88] Siemens AG, „Spectrum Power TM 7 MGMS Executive Summary Application Sheet,“ Siemens AG, 2014.
- [89] Q. Wang und P. Zhang, „Energy management system for multi-microgrid,“ in *China International Conference on Electricity Distribution (CICED 2014)*, Shenzhen, 2014.
- [90] International Organization for Standardization, *ISO 50001 Energiemanagementsysteme – Anforderungen mit Anleitung zur Anwendung*, Beuth Verlag, 2011.
- [91] Jimeno, Joseba; Anduaga, Jon; Oyarzabal José; et al., „Architecture of a microgrid energy management system,“ *European Transactions On Electrical Power*, pp. 1142-1158, 26 April 2010.
- [92] Katiraei, Farid; Irvani, Reza; Dimeas, Aris; et al., „Microgrids Management - Controls and Operation Aspects of Microgrids,“ *IEEE power & energy magazine*, pp. 54-65, Juni 2008.
- [93] Tan, Yi; Cao, Yijia; Shao, Shengnan; et al., „Energy management system architecture for new energy power supply system of islands,“ in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES*, Washington, DC, 2012.
- [94] O. Palziban, K. Kauhaniemi und J. M. Guerrero, „Microgrids in active network management - part II: System operation, power quality and protection,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 36, pp. 440-451, 13 Mai 2014.
- [95] Haiyan, Wang; Xiangqian, Tong; Feng, Li; et al., „Research on energy management and its control strategies of microgrids,“ *IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers*, Xi'an Shanxi, 2011.

- 
- [96] Liang, Ge; Lei, Weng; Liyuan, Peng; et al., „Practice of microgrid control system,“ in *2014 China International Conference on Electricity Distribution (CICED 2014)*, Shenzhen, 2014.
  - [97] V. Kaufmann, A. Kießling, A. Malina und et.al, „E-Energy Fachgruppe Interoperabilität - Abschlussbericht,“ Oktober 2012. [Online]. Available: <http://www.baumgroup.de/fileadmin/interface/files/KITGBQFVMB-10162014152147-BHJVOQFVEE.pdf>. [Zugriff am 11 Juni 2015].
  - [98] CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, „SGAM User Manual,“ August 2014. [Online]. Available: [http://www.dke.de/de/std/Informationssicherheit/Documents/SGCG\\_Methodology\\_SGAMUserManual.pdf](http://www.dke.de/de/std/Informationssicherheit/Documents/SGCG_Methodology_SGAMUserManual.pdf). [Zugriff am 16 April 2015].
  - [99] G. Küveler und D. Schwoch, *Informatik für Ingenieure*, Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH - Vieweg, 2003.
  - [100] M. Kleine, „SelfLinux - Das OSI-Referenzmodell,“ [Online]. Available: <http://www.selflinux.org/selflinux/html/osi.html>. [Zugriff am 1 Juni 2015].
  - [101] Chatzivasiliadis, S. J.; Hatziaargyriou, N. D.; Dimeas, A. L., „IEEEExplore,“ 20 Juli 2008. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4596481>. [Zugriff am 2 Dezember 2015].
  - [102] R. Majumder, „Modelung, Stability Analysis and Control of Microgrids,“ Queensland, 2010.
  - [103] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen; Bundeskartellamt Arbeitsgruppe Energie-Monitoring, „bericht - Monitoringbericht 2012,“ Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn, 2013.
  - [104] FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., „Demand Response,“ FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 31 Januar 2011. [Online]. Available: <https://www.ffe.de/publikationen/fachartikel/344-demand-response>. [Zugriff am 8 April 2015].
  - [105] O. Cateura, *Smart Grids: Toward wich Business Models*, Grenoble, 2012.
  - [106] (C) Academic, „Universal-Lexikon,“ Academic dictionaries and encyclopädias, 2012. [Online]. Available: [http://universal\\_lexikon.deacademic.com/29290/generisch#sel=13:1,13:1](http://universal_lexikon.deacademic.com/29290/generisch#sel=13:1,13:1). [Zugriff am 17 Juni 2015].
  - [107] C. Kriger, S. Behardien und J. Retonda-Modiya, „A Detailed Analysis of the GOOSE Message Structure in an IEC 61850 Standard-Based Substation Automation System,“ CCC Publications, Kapstadt, Südafrika, 2013.
  - [108] IPComm GmbH, „IEC 61850,“ IPComm GmbH, [Online]. Available: <http://www.ipcomm.de/protocol/IEC61850/de/sheet.html#REF2>. [Zugriff am 8 Juli 2015].
  - [109] D. Tuite, „Industry Experts Assess Power’s Frontiers,“ *ElectronicDesign.com*, 18 Februar 2013. [Online]. Available: <http://electronicdesign.com/power/industry-experts-assess-power-s-frontiers>. [Zugriff am 8 Juli 2015].
-

- [110] IEC International Electrotechnical Commission, *IEC 61850-5: Communication requirements for functions and device models*, Beuth-Verlag, 2015.
- [111] J. C. V. Quintero, „Decentralized Control Techniques Applied to Electric Power Distributed Generation in Microgrids,“ 2009.
- [112] Siemens AG Sektor Infrastructure & Cities / Division Smart Grid, „Presseinformationen - Siemens Global Website,“ Siemens AG, 31 Januar 2013. [Online]. Available: [http://www.siemens.com/press/de/pressemitteilungen/?press=/de/pressemitteilung/en/2013/infrastructure-cities/smart-grid/icsg201301030.htm&content\[\]=ICSG&content\[\]=EM&content\[\]=EMSG](http://www.siemens.com/press/de/pressemitteilungen/?press=/de/pressemitteilung/en/2013/infrastructure-cities/smart-grid/icsg201301030.htm&content[]=ICSG&content[]=EM&content[]=EMSG). [Zugriff am 20 Oktober 2015].
- [113] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, „Cyber-Sicherheit,“ Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, [Online]. Available: [https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/Cyber-Sicherheit/cyber-sicherheit\\_node.html](https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/Cyber-Sicherheit/cyber-sicherheit_node.html). [Zugriff am 10.12.2015].

**ANLAGE**

## **ANLAGENVERZEICHNIS**

<b>A.1</b>	<b>EU-Mandat M/490 – Kontext .....</b>	<b>169</b>
<b>A.2</b>	<b>Europäisches konzeptionelles Modell für Smart Grids .....</b>	<b>171</b>
<b>A.3</b>	<b>Systemdomänen des SGAM .....</b>	<b>172</b>
<b>A.4</b>	<b>Betriebsdomänen des SGAM .....</b>	<b>173</b>
<b>A.5</b>	<b>Interoperabilitätsebenen des SGAM.....</b>	<b>174</b>
<b>A.6</b>	<b>OSI-Referenzmodell .....</b>	<b>175</b>
<b>A.7</b>	<b>Bewertung von Microgrid-Architekturen.....</b>	<b>178</b>
<b>A.8</b>	<b>Vergleich von Steuerungskonzepten.....</b>	<b>179</b>
<b>A.9</b>	<b>Konzeptionsalgorithmus Leitsystem .....</b>	<b>180</b>
<b>A.10</b>	<b>Hierarchische Microgrid-Steuerung nach IEC/ISO 62264 .....</b>	<b>182</b>
<b>A.11</b>	<b>Schwarz-Start-Strategie und Fehlermanagement im MG.....</b>	<b>183</b>
<b>A.12</b>	<b>Flussdiagramme MG-CC Algorithmen .....</b>	<b>184</b>
<b>A.13</b>	<b>Hierarchie der Steuerung/Optimierung .....</b>	<b>186</b>
<b>A.14</b>	<b>Komponenten des universitären Microgrids .....</b>	<b>187</b>
<b>A.15</b>	<b>Konzeptionierung eines Leitsystems für das universitäre Microgrid.....</b>	<b>188</b>
<b>A.16</b>	<b>SCADA-Visualisierung.....</b>	<b>194</b>
<b>A.17</b>	<b>Layout MG-Zustands-/Betriebsweisebeschreibung .....</b>	<b>198</b>
<b>A.18</b>	<b>Spezifischer Betriebsweisen .....</b>	<b>199</b>

## A.1 EU-Mandat M/490 – Kontext

Zur Erarbeitung von technischen Rahmenbedingungen haben die europäischen Normungsorganisationen (CEN, CENELEC, ETSI) den Auftrag im Kontext dieses Mandats geschaffen, welches die Landschaft der intelligenten Netze beeinflussen soll. Nach einer Übersetzung des Originals wird folgender Absatz als Aufgabendefinition angesehen [97]:

*„Ziel des Mandats ist die Entwicklung und Aktualisierung kohärenter Normen innerhalb eines gemeinsamen europäischen Rahmens, der vielfältige digitale Rechen- und Kommunikationstechnologien und elektrische Systemarchitekturen sowie die dazugehörigen Prozesse und Dienstleistungen integriert, die zur Interoperabilität führen und in Europa die Realisierung der von der Task Force ‚Intelligente Netze‘ definierten grundlegenden Dienstleistungen und Funktionen ermöglichen oder erleichtern, wobei diese hinreichend flexibel sein sollen, um künftigen Entwicklungen Rechnung tragen zu können. Die Automatisierung in Gebäuden, in der Industrie, von Geräten und in Haushalten ist nicht Gegenstand des Mandats. Dennoch müssen ihre Schnittstellen zu den intelligenten Netzen und zu den damit verbundenen Dienstleistungen im Rahmen dieses Auftrags behandelt werden.*

*Der Auftrag wird den technischen und organisatorischen Anforderungen an die dem Stand der Technik entsprechende Informationssicherheit für intelligente Netze und an den Schutz personenbezogener Daten sowie der Privatsphäre gerecht und ermöglicht die Erhebung, Verwendung, Bearbeitung, Speicherung, Übertragung und Löschung aller Informationen, die für alle beteiligten Akteure zu schützen sind. Dies macht Dienstleistungen der intelligenten Netze im Wege eines Informations- und Kommunikationssystems möglich, das innerhalb der kritischen Infrastruktur der Übertragungs- und Verteilernetze sowie innerhalb der angeschlossenen Infrastruktur (Gebäude, Ladestation und Endknoten) als sicher gilt. Dies sollte auf eine Art und Weise erfolgen, die mit allen relevanten gesetzlichen Vorschriften vereinbar ist, d. h. mit dem Recht der Verbraucher auf Datenschutz und Schutz der Privatsphäre, mit der Metrologie und mit dem täglichen Geschäftsbetrieb, und die gewährleistet, dass die Rechte aller Verbraucher, einschließlich der schutzbedürftigen Verbraucher, gewahrt werden.*

*Dieser Auftrag ist mit den Ergebnissen der aktuellen Aufträge M/441 und M/468 zu koordinieren, um einen kohärenten Normungsrahmen sicherzustellen (bidirektionaler Prozess).*

*Diese Koordinierung sollte auch für etwaige künftige Aufträge im Zusammenhang mit anderen Anwendungen intelligenter Netze gelten, die sich ebenfalls in den allgemeinen Rahmen, den der Auftrag vorgibt, einfügen müssen.*

*Die Ergebnisse dieses Auftrags müssen jedoch Unterschieden zwischen verschiedenen Versorgungsmärkten und Rechtsvorschriften Rechnung tragen und insofern hinsichtlich der umzusetzenden speziellen Technologien oder Mechanismen möglichst neutral sein.*

*CEN, CENELEC und ETSI werden beauftragt, einen Rahmen zu entwickeln, der es den europäischen Normungsorganisationen ermöglicht, die Normen im Bereich der intelligenten Netze fortlaufend zu verbessern und weiterzuentwickeln und gleichzeitig eine übergreifende Kohärenz zu gewährleisten und kontinuierliche Innovationen zu fördern. Der erwartete Rahmen muss die folgenden Leistungen umfassen:*

- Eine technische Referenzarchitektur, die die funktionalen Informationsdatenflüsse zwischen den Hauptbereichen darstellt und viele System- und Subsystemarchitekturen integriert.*
- Kohärente Normen, die den Informationsaustausch (Kommunikationsprotokolle und Datenmodelle) und die Integration aller Nutzer in den Betrieb des Stromsystems fördern.*
- Dauerhafte Normungsprozesse und Instrumente der Zusammenarbeit, die Interaktionen zwischen den Beteiligten ermöglichen, um Verbesserungen bei den beiden oben genannten Punkten zu erreichen und diesbezüglich Anpassungen auf der Basis einer Lückenanalyse vorzunehmen. Gleichzeitig muss dafür gesorgt werden, dass den grundlegenden Systemauflagen wie Interoperabilität, Sicherheit und Wahrung der Privatsphäre Rechnung getragen wird.*

*Grundlage für diesen Rahmen sind die Berichte der Expertengruppen EG1 (insbesondere Kapitel 11), EG2 und EG3 der Task Force ‚Intelligente Netze‘ als Hauptinputquellen sowie bereits vorhandenes Material, das im Rahmen anderer Aufträge, z. B. der Aufträge M/441 und M/468, erarbeitet wurde.*

*Im Hinblick auf die Informationssicherheit und den Schutz personenbezogener Daten sind Normen so zu entwickeln und zu verbessern, dass sie die vereinbarten und harmonisierten grundlegenden Anforderungen erfüllen, die von der Task Force ‚Intelligente Netze‘ vorgeschlagen wurden.“ [97]*



## A.2 Europäisches konzeptionelles Modell für Smart Grids

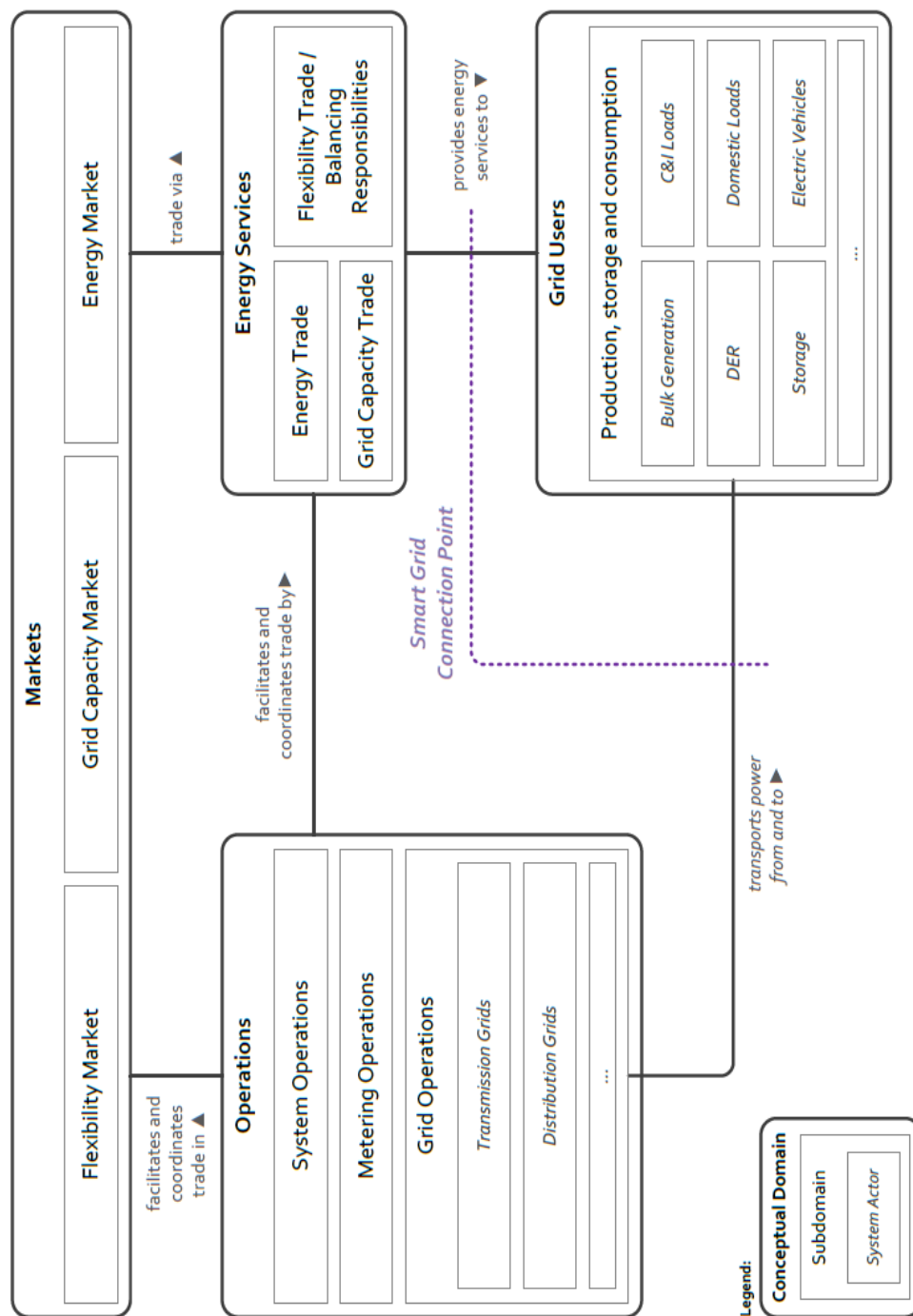


Abbildung A-1: Europäisches konzeptionelles SG-Modell [27]

### A.3 Systemdomänen des SGAM

**Tabelle A-1: Systemdomänen des SGAM**

<b>Domäne</b>	<b>Beschreibung</b>
Großerzeuger (Bulk Generation)	Darstellung der Erzeugung großer Mengen elektrischer Energie durch bspw. fossile, nukleare und Wasserkraftwerke, Offshore-Windparks, großen PV-Anlagen – in der Regel am Übertragungsnetz angeschlossen
Übertragung (Transmission)	Stellvertretend für die Infrastruktur und die Organisation für den Stromtransport über große Distanzen
Verteilung (Distribution)	Stellvertretend für die Infrastruktur und die Organisation für die Stromverteilung zu den Kunden (Verbrauchern)
Verteilte Energiewandlungsanlagen (DEA/DER)	Stellvertretend für verteilte elektrische Stromerzeugungsanlagen (im Bereich zwischen 3 kW bis 10.000 kW), die an das öffentliche Verteilnetz angeschlossen sind und direkt durch den Verteilnetzbetreiber gesteuert werden können.
Verbraucher (Customer Premises)	Stellvertretend für Verbraucher und Endnutzer des Stromes kann in dieser Domäne auch Strom erzeugt werden (kleine PV-Anlagen, Elektrofahrzeugbatterien, stationäre Batterien und Mikroturbinen). Die Gesamtheit des Verbrauchers umfasst Industrie, Gewerbe sowie den Privatbereich.

---

## A.4 Betriebsdomänen des SGAM

Tabelle A-2: Betriebsdomänen des SGAM in Anlehnung an [27]

Domäne/ Zone	Beschreibung
Prozess (Process)	Beinhaltet die physikalischen, chemischen oder räumlichen Transformationen der Energie (Strom, Sonne, Wärme, Wasser, Wind ...) und die physisch direkt beteiligten Geräte; (z. B. Generatoren, Transformatoren, Leistungsschalter, Freileitungen, Kabel, elektrische Verbraucher, jede Art von Sensoren und Aktoren, die teilweise oder direkt mit dem Prozess verbunden sind)
Feld (Field)	Beinhaltet Ausrüstung und Equipment zum Schützen, zum Kontrollieren und zum Monitoring aller Verfahren und Prozesse des Stromsystems, wie z. B. Schutzrelais, Feldleitgerät, jede Art von IED, welche Prozessdaten vom Netz erhalten und verwalten
Station (Station)	Stellvertretend für die Flächenaggregationsebene der Feldebene, z. B. für die Datenkonzentration, Funktionsaggregation, Stationsautomatisierung, lokale SCADA-Systeme, Anlagenüberwachung
Betrieb (Operation)	Beherbergt den Netzleittechnikbetrieb in der jeweiligen Domäne, z. B. Distribution-Management-Systeme (DMS), (EMS), in Erzeugungs- und Übertragungssystemen, MMS, virtuelle Kraftwerk-Management-Systeme (durch Zusammenlegung mehrerer DER), Elektro-Fahrzeug (EV) und Flottenlademanagementsysteme.
Unternehmen (Enterprise)	Beinhaltet kaufmännische und organisatorische Prozesse, Dienstleistungen und Infrastrukturen für Unternehmen (z. B. Versorgungsunternehmen, Dienstleister, Energiehändler), wie z. B. Asset-Management, Logistik, Arbeitskräftemanagement, Schulung der Mitarbeiter, Kundenbeziehungsmanagement, Rechnungsstellung und Beschaffung
Markt (Market)	Spiegelt die möglichen Marktgeschäfte entlang der Energieumwandlungskette wider, wie z. B. Energiehandel, Massenmarkt, Einzelhandel

## A.5 Interoperabilitätsebenen des SGAM

**Tabelle A-3: Interoperabilitätsebenen des SGAM in Anlehnung an [98]**

<b>Ebene</b>	<b>Beschreibung</b>
Business	Die Business-Ebene stellt den Austausch von Informationen von SG aus betriebswirtschaftlicher Sicht dar. Das SGAM kann dabei zur Visualisierung von regulatorischen und wirtschaftlichen (Markt) Strukturen dienen und die Politik, Geschäftsmodelle, Use-Cases und Geschäfte (Produkte und Dienstleistungen) der beteiligten Marktparteien abbilden.
Funktion	Die Funktions-Ebene beschreibt Anwendungsfälle, Funktionen und Dienste einschließlich ihrer Beziehungen aus architektonischer Sicht. Die Funktionen werden unabhängig von Aktoren und physischen Implementierungen in Anwendungen, Systemen und Komponenten vertreten. Die Funktionen werden durch Extrahieren der Use-Case-Funktionen, unabhängig vom Akteur abgeleitet.
Information	Die Informations-Ebene beschreibt den Austausch und die Nutzung von Informationen, die zwischen Funktionen, Services und Komponenten verwendet werden. Sie enthält Informationsobjekte und die zugrunde liegenden Datenmodelle. Diese repräsentieren die gemeinsame Semantik für Funktionen und Dienstleistungen, um einen interoperablen Informationsaustausch über Kommunikationsmittel zu ermöglichen.
Kommunikation	Der Schwerpunkt der Kommunikations-Ebene ist es, Protokolle und Mechanismen für den interoperablen Informationsaustausch zwischen den Komponenten im Rahmen der zugrunde liegenden Anwendungsfälle (Use-Cases), Funktionen oder Dienstleistungen und damit zusammenhängende Informationsobjekte oder Datenmodelle zu beschreiben.
Komponenten	Der Schwerpunkt der Komponenten-Ebene ist die physische Verteilung aller beteiligten Komponenten im SG-Kontext.

## A.6 OSI-Referenzmodell

Bereits um 1970 ist erkannt worden, dass eine Notwendigkeit zum Austausch von Daten über Kommunikationsnetze besteht. Ohne einheitlichem Standard entwickelte jeder Hersteller von Computern eigene proprietäre Systeme, die in (damals) Firmennetzwerken effizienten und optimal auf die Betriebssysteme angepassten Datenaustausch gewährleisteten. Pioniere dieser Systeme waren bspw. IBM (mit SNA); DEC (mit DNA) und © SIEMENS (mit TRANSDATA). Ungenügende bzw. gänzlich fehlende Kompatibilität dieser Systeme (verschiedene Stecksysteme, Signalpegel und -Funktionen, Adressierungen und Codierung) verhinderte die Verbindung und den Datenaustausch bei Durchdringung von Fremdsystemen innerhalb dieser abgeschlossenen Netzwerke, sodass 1983 die ISO ein Referenzmodell mit dem Namen OSI einführte. Das OSI-Referenzmodell charakterisiert „Offenheit“, stellt die Basis nahezu aller Kommunikationsgeräte und Kommunikationsverfahren und schafft die Voraussetzung *„[...] für eine Kommunikation in einer heterogenen Rechnerlandschaftt [...]“* [99] ohne Herstellerbindung. [99]

Primär stellt ein Netzwerk Dienste für seine Benutzer bereit, bspw. Datenübertragung von Punkt A zu Punkt B. Diese scheinbar „einfache“ Aufgabe eröffnet bei genauer Betrachtung einen komplexen Vorgang mit vielen Aufgaben. Dabei sind Fragen der geregelten Signalübertragung sowie schließlich der Umgang mit den Daten in den Anwendungen zu lösen. Damit sind die Kommunikationsnetzdienste bestimmten Aufgaben zuzuordnen, welches eine Strukturierung und Aufteilung der Kommunikation zwischen Endgeräten in sieben Schichten erfordert. Eine Schichten- oder Layer-Struktur stellt jeder spezifischen Ebene eine/n Aufgabe/Dienst bereit, welcher als Grundlage der darauf aufbauenden Schicht dient. Eine höhere Schicht ist auf den Dienst der unteren angewiesen, um ihre eigenen Aufgaben im Sinne des Anwenders zu erledigen. Der zweite Aspekt ist, dass es sich um einen kommunikativen Prozess handelt. Eine Schicht, die für einen bestimmten Dienst zuständig ist wird lediglich mit der analogen Schicht des Nachbarsystems über die Problemlösung kommunizieren und nicht eine darüber liegende Schicht ansprechen. Bei korrekter Ausführung eines Dienstes kann dieser an die höheren Schichten weitergegeben werden [100].

Aus diesen Ansätzen bildet sich folgendes Sieben-Schichten-OSI-Referenzmodell (siehe Abbildung A-2).

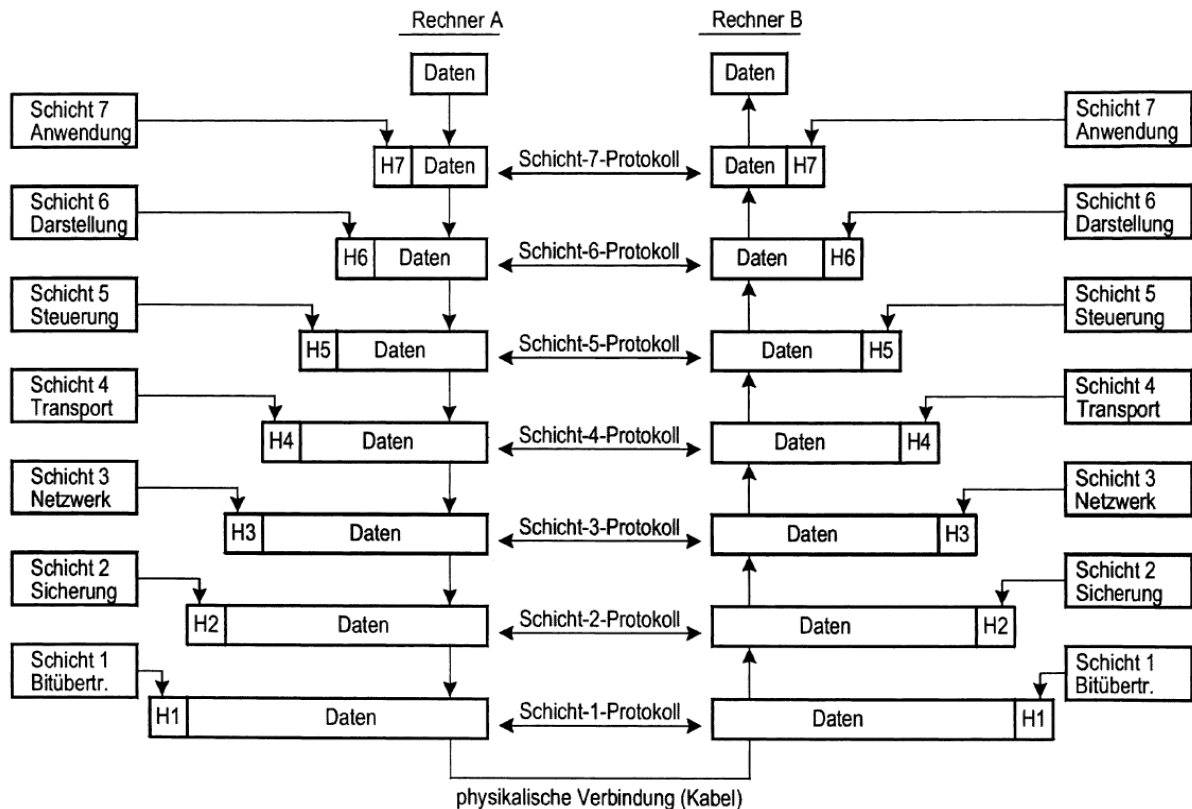


Abbildung A-2: OSI-Referenzmodell [99]

Die jeweilige Kommunikationsseite wird senkrecht abgearbeitet. Von Rechner A werden Daten über die Anwendungsschicht 7 bis zur Bitübertragungsschicht 1 abgearbeitet, bevor die physikalische Übertragung zur Schicht 1 der Empfangsseite (Rechner B) erfolgt, um dort den umgekehrten Weg zur Anwendungsschicht 7 dieser Seite zu durchlaufen. Dabei werden die Daten und Informationen auf dem Weg zur Schicht 1 sukzessiv „verpackt“, mit jeweiligen *Header*-Informationen der jeweiligen Schicht, um sie auf der Empfangsseite bis zur Ursprungsnachricht wieder zu „entpacken“. In Anlehnung an diesen Strukturrahmen werden den Schichten 1 bis 4 Transportfunktionen und den Schichten 5 bis 7 Anwendungsfunktionen zugeteilt. Es folgt eine Beschreibung der Schichten nach ihrem Datengang (siehe Abbildung A-3). Sie bilden die Grundlage für die

Aufgaben und Funktionen der im SGAM und MGAM beschriebenen „Information Layer“ und „Communication Layer“.

<b>Die Aufgaben der 7 Kommunikationsschichten</b>	
<b>Schicht 7:</b>	<i>Application Layer</i> - Anwendungsschicht – Anwenderprogramm
<b>Schicht 6:</b>	<i>Presentation Layer</i> - Darstellungsschicht – Festlegung der Datenstruktur und Datenformate
<b>Schicht 5:</b>	<i>Session Layer</i> - Kommunikationssteuerung – Steuerung des Teilnehmerdialogs – Zuordnung logischer Namen (:) phys. Adressen
<b>Schicht 4:</b>	<i>Transport Layer</i> - Transportschicht – Bereitstellung einer gesicherten Prozess-zu-Prozess Verbindung auf den Endknoten – Auf- und Abbau einer Verbindung
<b>Schicht 3:</b>	<i>Network Layer</i> - Netzwerkvermittlungsschicht – Adressierung, Wegewahl (Routing) durch das Netz
<b>Schicht 2:</b>	<i>Data Link Layer</i> - Sicherungsschicht – Steuerung des Zugriffs auf das Netzmedium – Fehlererkennung und Fehlerkorrektur
<b>Schicht 1:</b>	<i>Physical Layer</i> - Bitübertragung – Transparenter, ungesicherter Bitstrom – Kabeltyp, Stecker, Signalpegel

Abbildung A-3: Aufgaben der 7 Kommunikationsschichten in Anlehnung an [99]

## A.7 Bewertung von Microgrid-Architekturen

Tabelle A-4: Bewertung von Microgrid-Architekturen [68]

	AC-MG	DC-MG	Hybrid AC- DC-MG	AC-MG mit DC- Speicher	DC- Zonen- MG	SST basiertes MG
<b>Reihe geschaltete Stromrichter</b>	Nein	Ja	Nein	Nein	Ja	Ja
<b>Netz-fähige Geräte</b>	Ja	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja
<b>Möglichkeit der Rekonfiguration vorhandener Einrichtungen</b>	Ja	Nein	Mit einigen Anpassungen	Ja	Nein	Mit einigen Anpassungen
<b>Benötigte Anzahl leistungs-elektronischer Schnittstellen</b>	Hoch	Mittel	Sehr gering	Gering	Mittel	Sehr gering
<b>Komplexität der erforderlichen leistungs-elektronischen Schnittstellen</b>	Komplex	Einfach	Einfach	Einfach	Einfach	Einfach
<b>Energiequalität im MG</b>	Gering	Hoch	Mittel	Gering	Hoch	Sehr hoch
<b>Einfache Verwaltung des Energiespeichers</b>	Nein	Ja	Nein	Ja	Ja	Ja



## A.8 Vergleich von Steuerungskonzepten

**Tabelle A-5: Vergleich von Steuerungskonzepten [78]**

<b>Dimension</b>	<b>Verteiltes hierarchisches System</b>	<b>Multi-Agenten-System</b>
Systembestandteile	Entscheidungseinheiten der Ebenen mit Entscheidungsmodell entsprechend der Stratifikation und Staffellung	aus Agenten bestehende Agentenorganisation
Verteilung der Entscheidungsfähigkeit	entsprechend räumlich, zeitlich und funktionaler Aspekt	Verteilung auf mehrere Hardware-/Softwarekomponenten
Autonomie	Vorgaben von Entscheidungseinheiten übergeordneter Ebenen stellen einen Rahmen für die Entscheidung der untergeordneten Ebene dar, iterative Abstimmungsprozesse	Agenten handeln autonom, Begrenzung der Autonomie bei der Entscheidungsfindung durch Kooperationsmechanismen möglich
Koordination	übergeordnete Entscheidungseinheiten koordinieren untergeordnete Entscheidungseinheiten, Koordination durch Vorgabe von Handlungsrahmen und iterative Abstimmungsprozesse	implizite Koordination durch Verhandlungen, Koordination von Plänen
Entscheidungsfähigkeit	jede Entscheidungseinheit verfügt über ein Entscheidungsmodell, Antizipation des Verhaltens anderer Entscheidungseinheiten für Entscheidungsfindung möglich	regelbasiert in reaktiven Agentenarchitekturen, Architekturen, die planbasiertes Handeln ermöglichen, lassen eine Entscheidungsfindung unter Berücksichtigung einer symbolischen Umweltrepräsentation zu
Kommunikation	für Vorgabe- und Rückkopplungszyklen sowie für iterative Abstimmungsprozesse zwischen den Entscheidungseinheiten erforderlich, nicht notwendigerweise Hardware/Software-übergreifend	prinzipiell Hardware/Software-übergreifend möglich, wesentlicher Bestandteil des Agentenkonzeptes
Verteilte Implementierung	Verteilung für nebenläufige Verarbeitung wird in der Literatur nur am Rande diskutiert	Verteilung aufgrund Hardware/Software-übergreifender Kommunikationsfähigkeiten prinzipiell unbegrenzt

## A.9 Konzeptionsalgorithmus Leitsystem

**Tabelle A-6: Konzeptionsalgorithmus Leitsystem**

Lfd. Nr.	Beschreibung	Bemerkung
1	Fragestellung nach Medium	Gas, Wasser, Strom
2	Aufgaben der Leittechnik abhängig der Domäne	Prozess, Station, Betrieb, zentral, dezentral
3	Peripherie Analyse zur Feststellung der Protokollstruktur und Anbindungsmöglichkeiten vorhandener Komponenten	
4	Erweiterungsfunktionen	HEO, EMS, Fahrplanmanagement, interne/externe Applikation?
5	Produktauswahl innerhalb des Portfolios mit entsprechender Fähigkeit	
6	Netzanalyse	Knoten, Ausdehnung, Komponenten
7	Auslegung des Produktes (Software) nach den Ergebnissen der Netzanalyse	Datenanalyse, Funktionen, Protokolle (IKT), Verfügbarkeit (Redundanz), Verteilte Funktionen, Archivauslegung
8	Auslegung des Produktes (Hardware)	Leistungsdaten, gewünschte Infrastruktur (redundantes Netzteil, USV, IKT und redundantes Netzwerk)
9	Installation der Hardware mit Software Grundparametrierung der Hardware	Grundsystem, Betriebssystem, Leitsystem IP Adressen, ID Namen
10	Einrichtung Netzwerk	
11	Einrichtung Kommunikation der Hardwarekomponenten	
12	Grundparametrierung der Leittechnik-Software	grundlegendes Layout der Visualisierung (Zellenabstände, Schalterabstände, Leitungsabstände, Farbkonzept) Power Application Toolbar (PAT) Grundparametrierung, Symbolstruktur

Lfd. Nr.	Beschreibung	Bemerkung
13	Erstellung der Datenpunktliste	u. a. Datentyp, Adresse, Herkunft
14	Datenmodell	Abhängig der gewählten Norm und des jeweiligen Charakterisierung, Abhängig der Bilder und Visualisierung, inkl. funktionsabhängiger Parameter, Fernwirkanbindung
15	Benutzereinrichtung und Implementierung vor Ort	
16	Anbindung zusätzlicher Funktionen	Optional
17	Anpassung/Überarbeitung	
18	Dokumentationserstellung und Inbetriebnahme	

## A.10 Hierarchische Microgrid-Steuerung nach IEC/ISO 62264

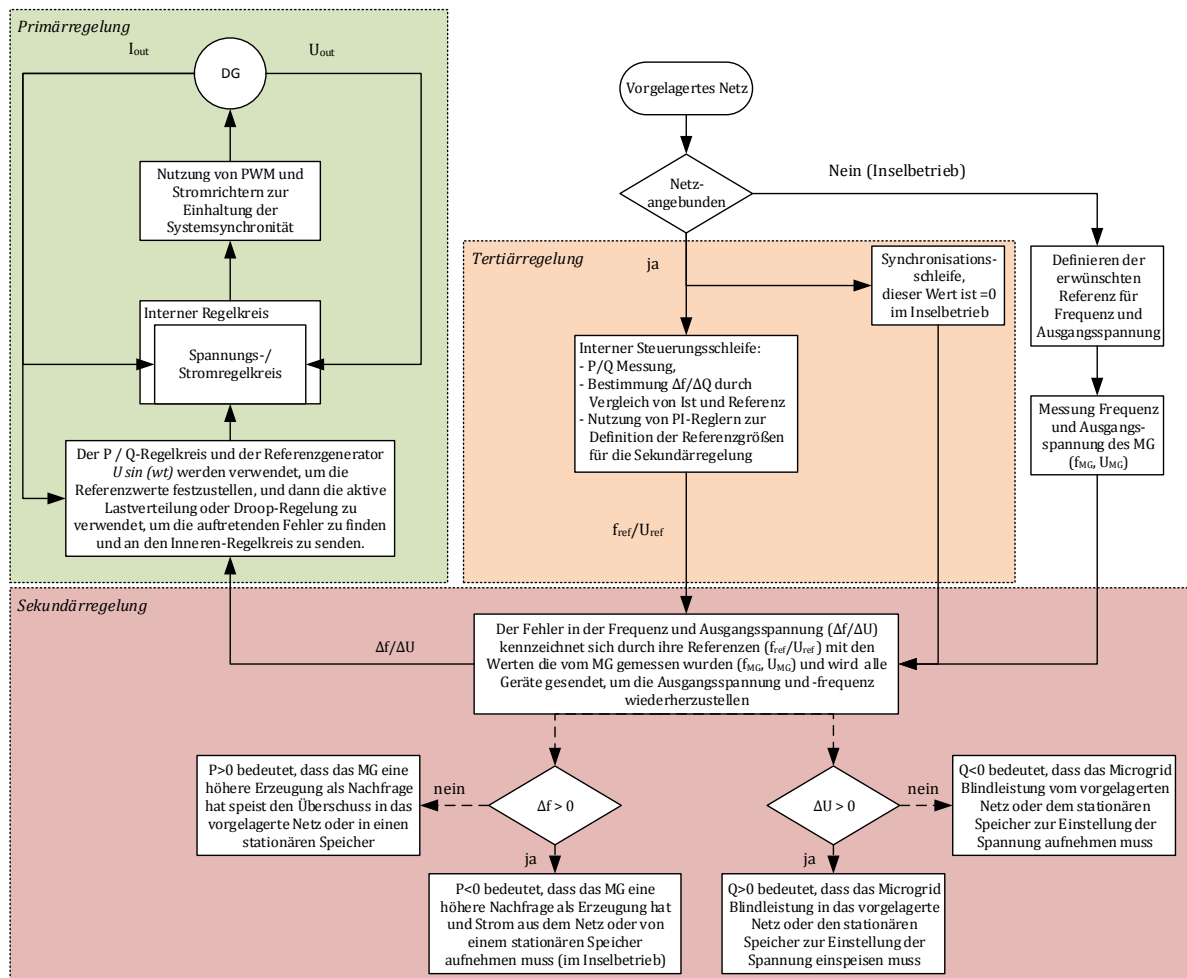


Abbildung A-4: Hierarchische Microgrid-Steuerung nach IEC/ISO 62264 in Anlehnung an [74]

## A.11 Schwarz-Start-Strategie und Fehlermanagement im MG

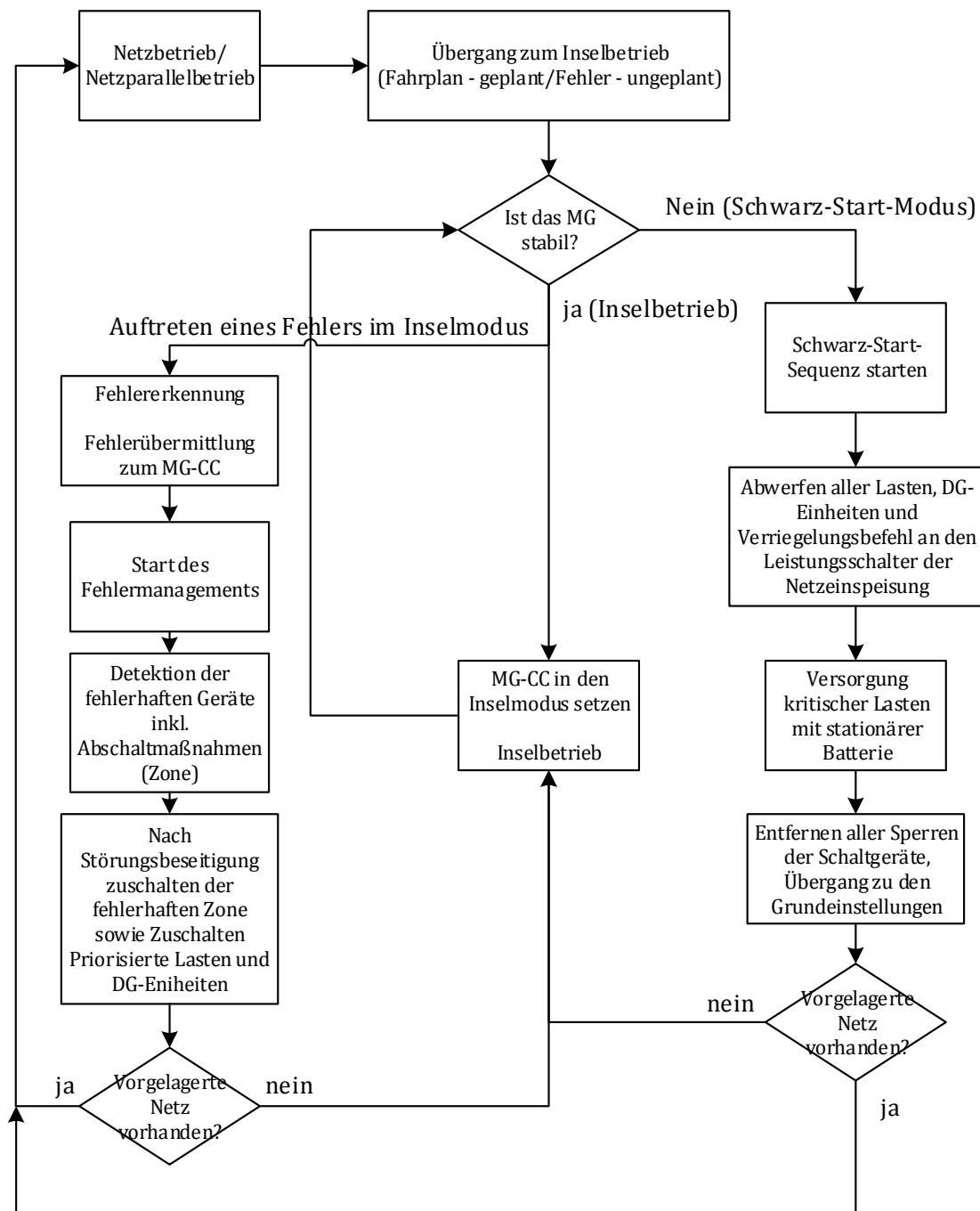


Abbildung A-5: Schwarz-Start-Strategie und Fehlermanagement im Inselbetrieb eines Microgrids in Anlehnung an [94]

## A.12 Flussdiagramme MG-CC Algorithmen

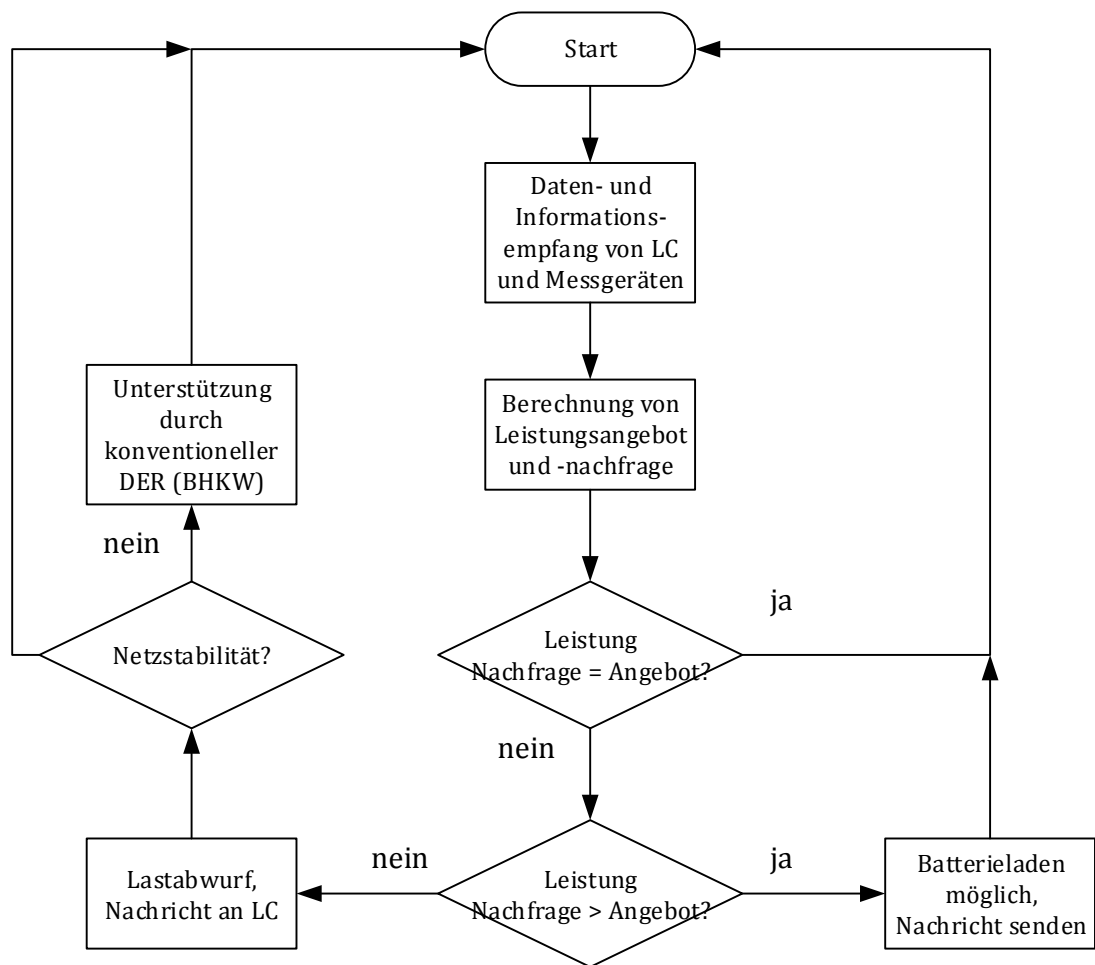
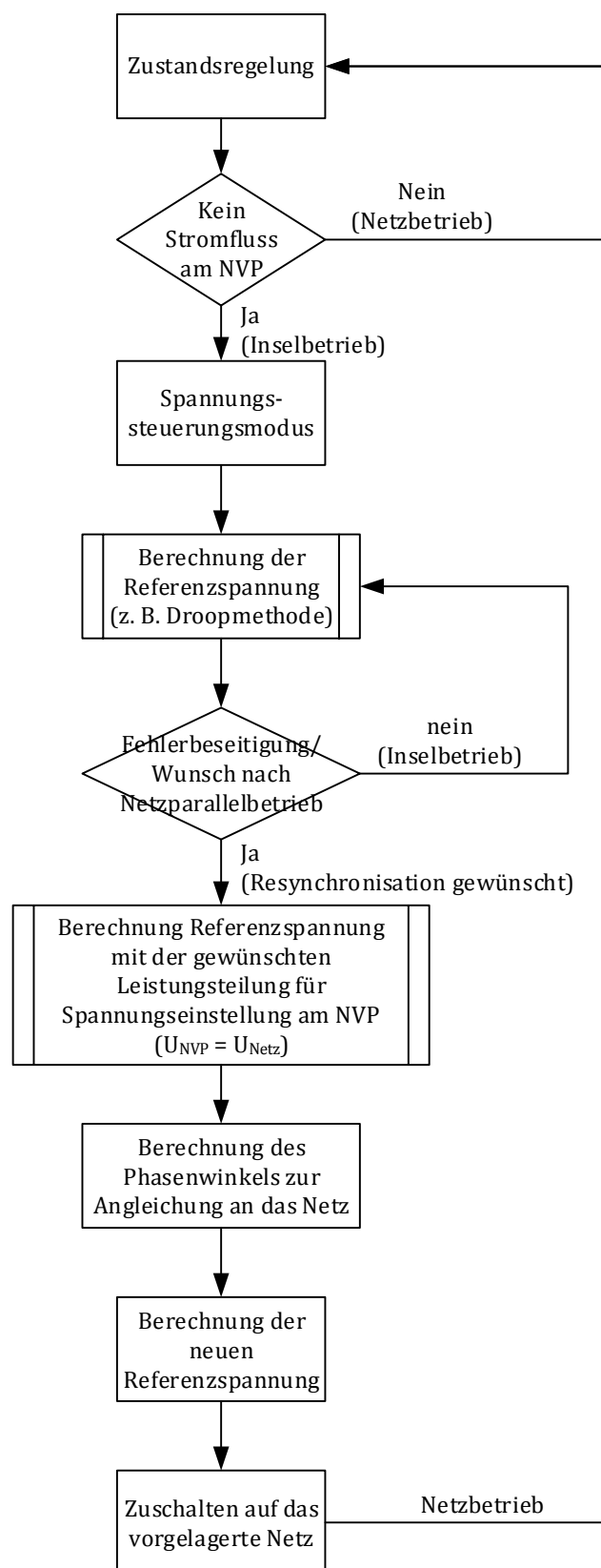


Abbildung A-6: Flussdiagramm MG-CC Algorithmus - Ausgleich Erzeugung und Verbrauch in Anlehnung an [101]



**Abbildung A-7: Flussdiagramm MG-CC Algorithmus - Wechsel zwischen den Betriebsmodi in Anlehnung an [102]**

## A.13 Hierarchie der Steuerung/Optimierung

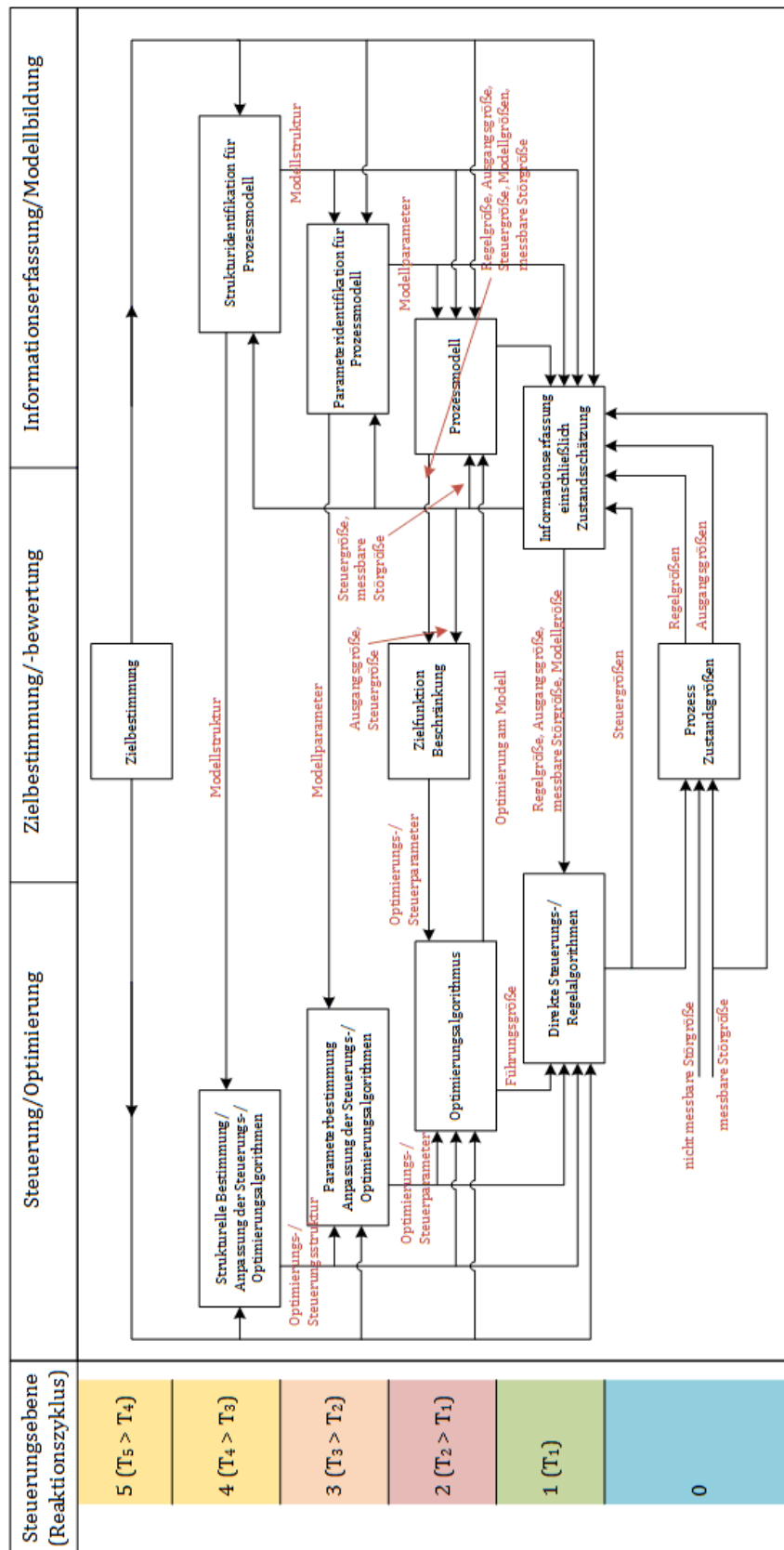


Abbildung A-8: Hierarchie der Steuerungs-/Optimierungsfunktion in Anlehnung an [74]



## A.14 Komponenten des universitären Microgrids

Tabelle A-7: Komponenten des universitären Microgrids

<b>Systemkomponente Photovoltaikanlage</b>				
Anzahl Module:	530 Stk.			
Anzahl Wechselrichter:	7 Stk.			
Maximale Wirkleistung ( $P_{PV \max}$ ):	116 kW <sub>peak</sub>			
<b>Systemkomponente Ladesäulenpark</b>				
Anzahl Ladesäulen:	15 Stk.			
Maximale Ladeleistung ( $P_{Last \max}$ ):	330 kW	(110 kW begrenzt)		
Zusatzinfo:	1 phasiges sowie 3 phasiges Laden und Entladen möglich			
<b>Systemkomponente Batterieanlage</b>				
Max. Energie:	2000 kWh			
Nutzbare Energie:	500 kWh			
Nom. Dauerlade- und Entladeleistung ( $P_{Batt \text{ nom}}$ ):	60 kW	12 Ein-Phasen-Umrichter		
<b>Systemkomponente BHKW (Synchrongenerator)</b>				
Elektrische Leistung ( $P_{BHKW \max}$ ):	27 kW			
Thermische Leistung ( $P_{BHKW \text{ th } \max}$ ):	80 kW			
<b>Systemkomponente Automatik Switchbox XL</b>				
Spannungsebene	0,4 kV			
Maximale Schaltleistung	110 kVA			

Alle Bilder sind im Rahmen des Projektes „Smart Capital Region“ entstanden und zur Nutzung autorisiert.

## A.15 Konzeptionierung eines Leitsystems für das universitäre Microgrid

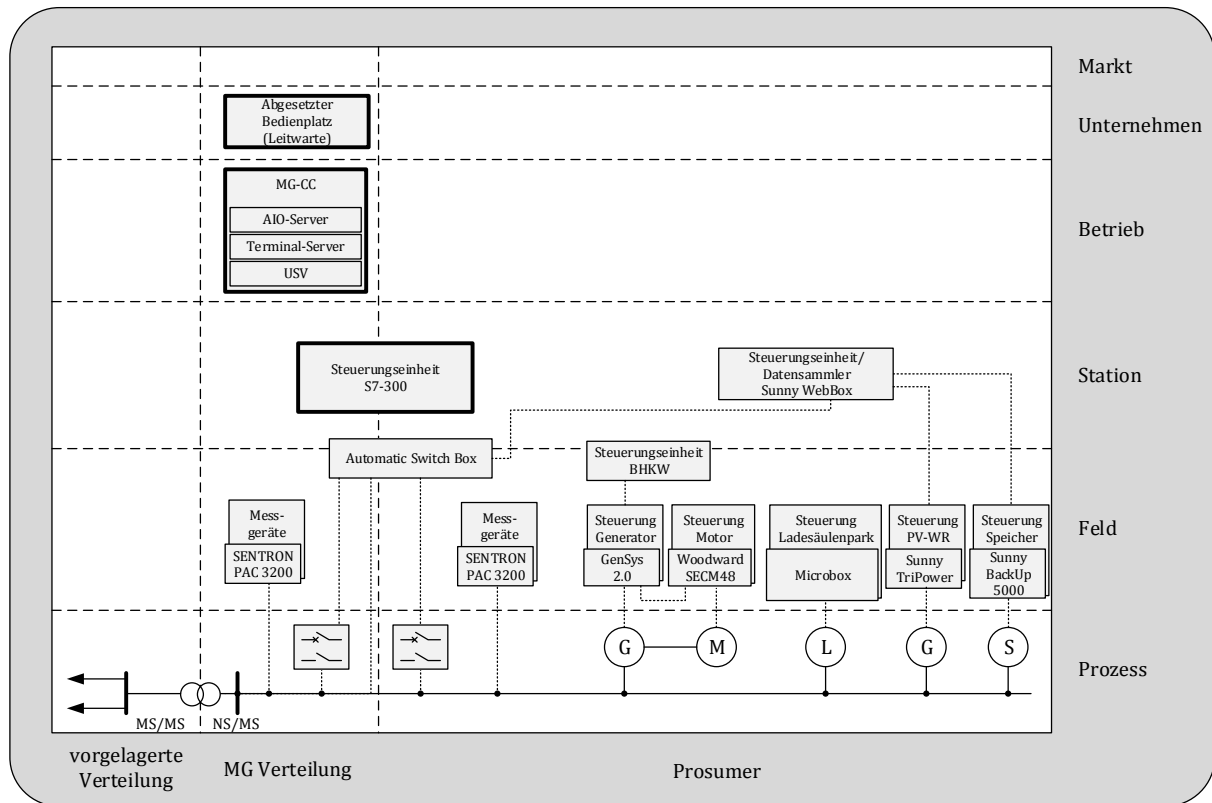


Abbildung A-9: Komponentenanalyse universitäres Microgrid

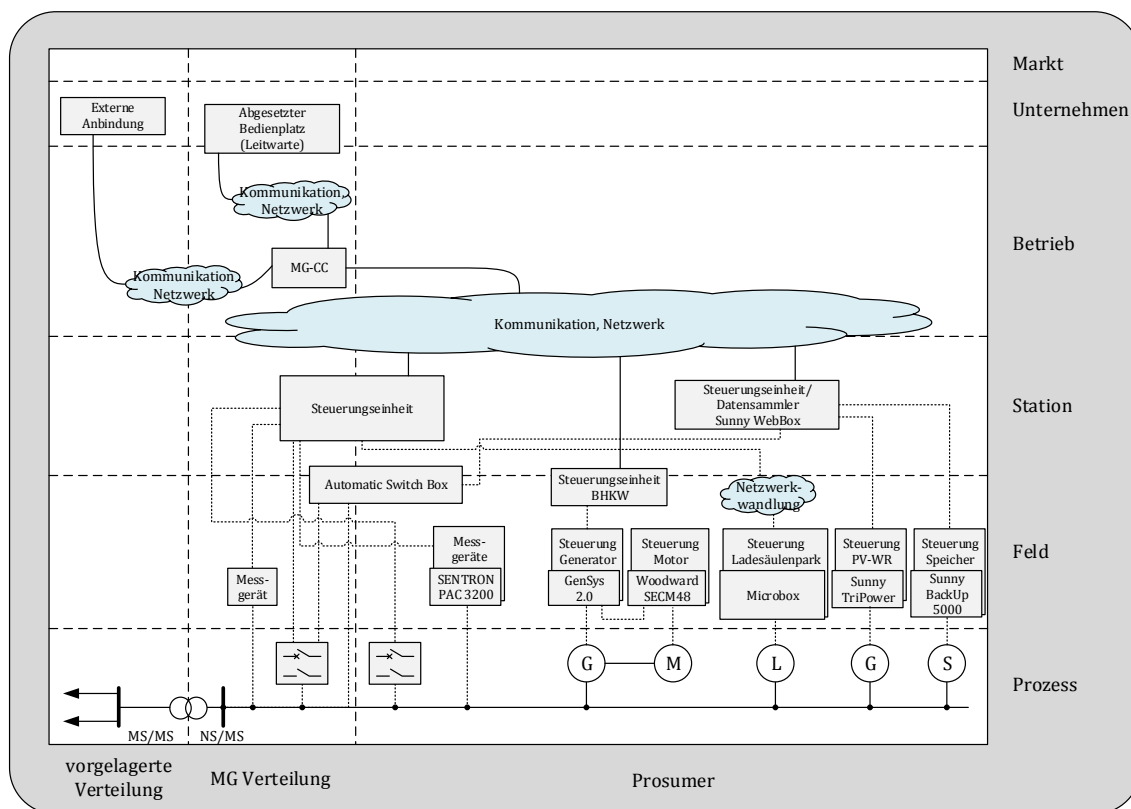


Abbildung A-10: Komponenten-Ebene Leittechnikanbindung

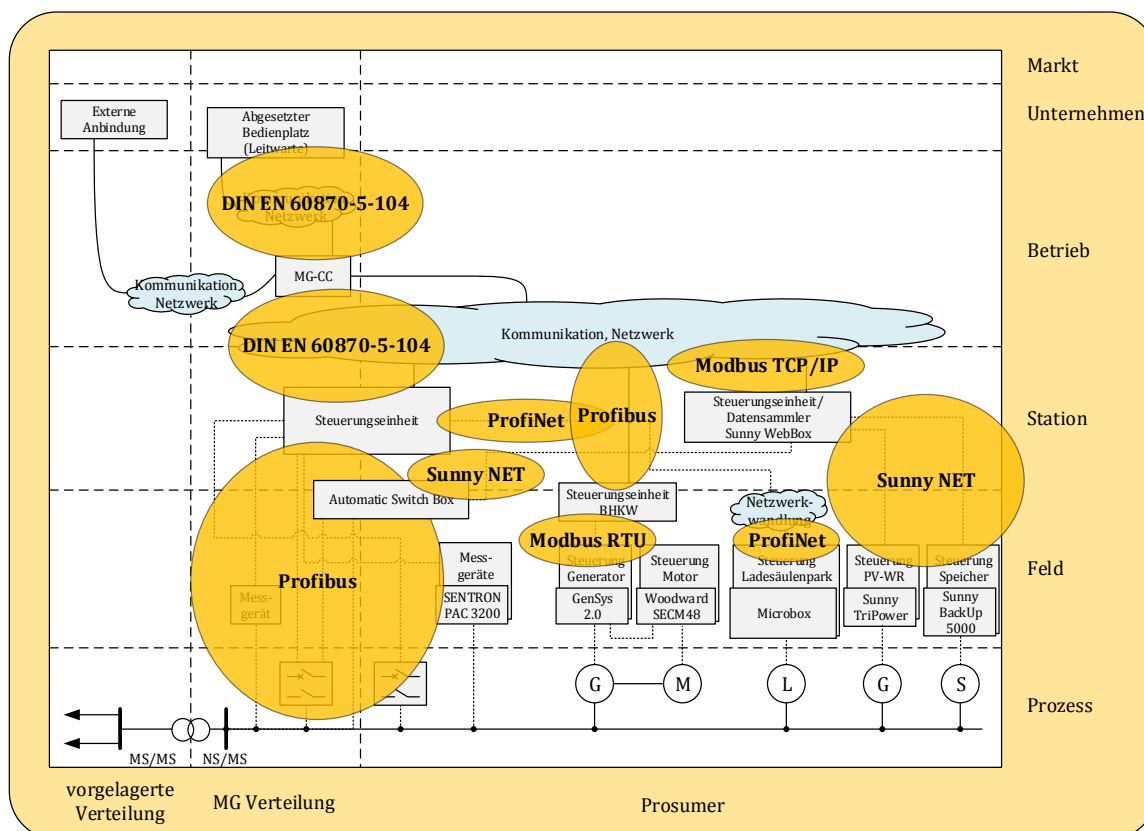


Abbildung A-11: Informations-Ebene Leittechnikanbindung

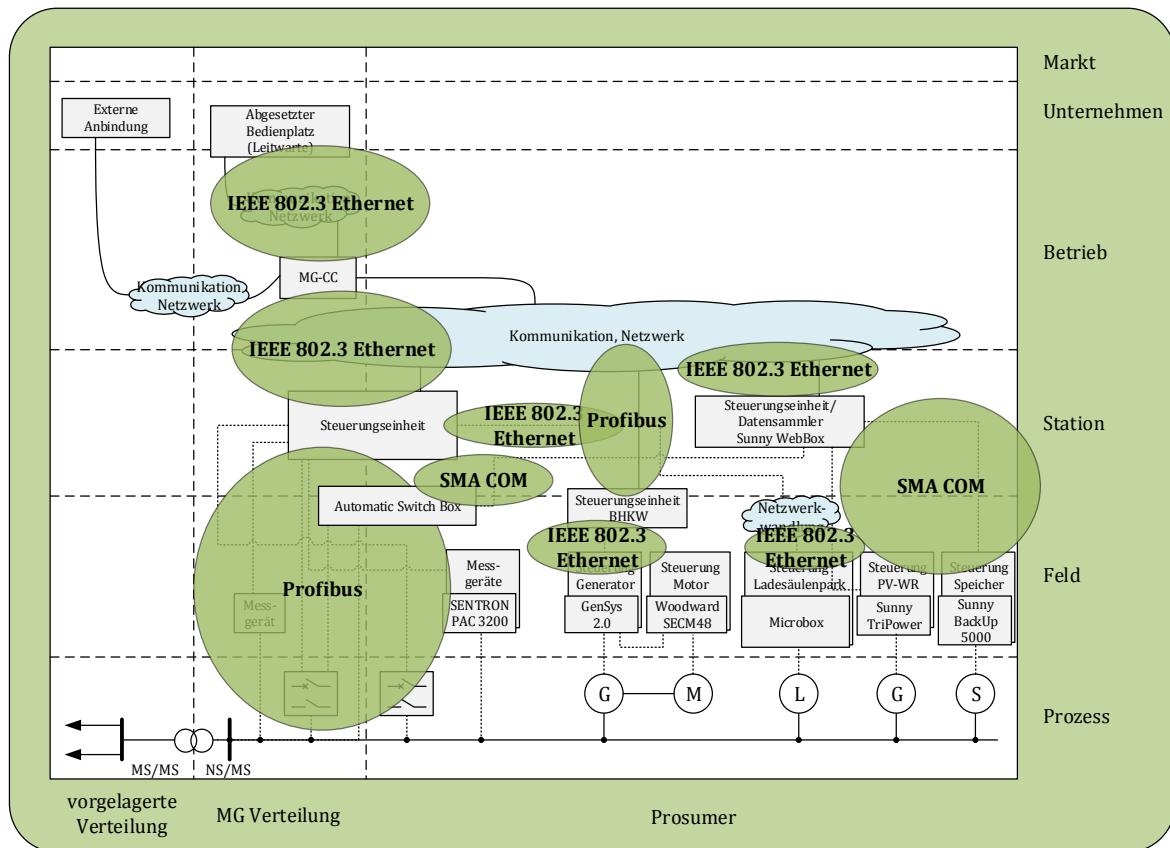
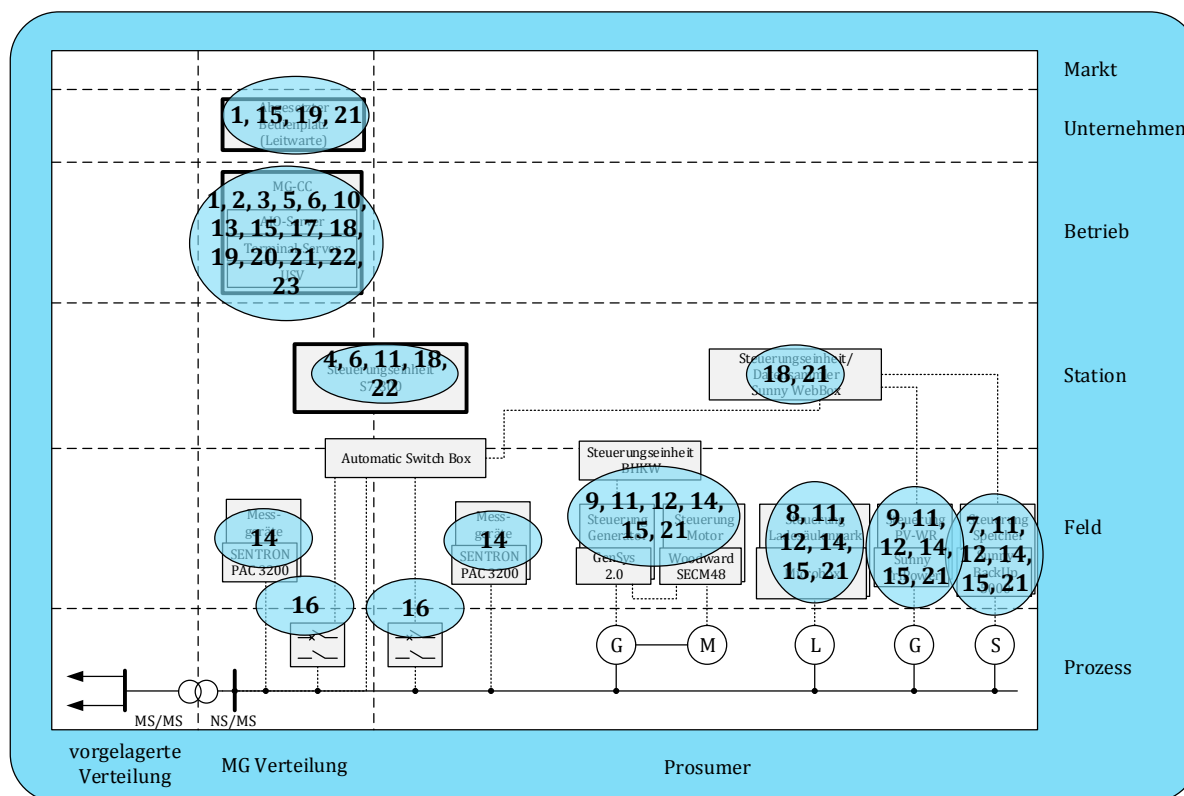


Abbildung A-12: Kommunikations-Ebene Leittechnik anbindung



## Index

- |   |  |
|---|--|
| 1 Visualisierung definierter Prozesse     | 13 IKT-Netzwerkmonitoring                        |
| 2 Visualisierung und Front-End Leitsystem | 14 Messung von Zustandsparametern und Messwerten |
| 3 SCADA MG                                | 15 Prozessparametereingabe                       |
| 4 Zustandsanalyse MG                      | 16 Schalter EIN/AUS                              |
| 5 Fahrplanmanagement                      | 17 Archivverwaltung                              |
| 6 Fahrweisenmanagement                    | 18 Datenerhebung und Konzentration               |
| 7 Speicher-Management                     | 19 Trenddarstellung und Kurvenanalysen           |
| 8 Last-Management                         | 20 Kommunikationsüberwachung                     |
| 9 Erzeugungsmanagement                    | 21 Benutzerrechteverwaltung                      |
| 10 Einsatzplanung Erzeugung/Last          | 22 Sekundärregelung                              |
| 11 Kontrolle definierter Prozesse         | 23 Datenmodellverwaltung                         |
| 12 P & Q Steuerung                        |  |

Abbildung A-13: Funktionen im universitären MG

Tabelle A-8: Typicals für ausgewählte Betriebsmittel

Signalinfo	Einheit	Signalinfoart
<b>Messgerät</b>		
UL1-N	V	MW
UL2-N	V	MW
UL3-N	V	MW
IL1	A	MW
IL2	A	MW
IL3	A	MW
cos(phi)		MW
S	kVA	MW
P	W	MW
Q	var	MW
f	Hz	MW
<b>Leistungsschalter</b>		
Status/Wert (Ein/Aus)		DM
Meldung"ausgelöst" (kommend/gehend)		EM
Status/Befehl (Ein/Aus)		DB
Fern-Ort-gesperrt Schalter (Ort/Fern/gesperrt)		DM
Quittiert (kommend/gehend)		EM
AF Hilfssteuerspannung QA1 /FC20.1 (Kommend/gehend)		EM
AF Spannungsmessung QA1 / FC1 (Kommend/gehend)		EM

**Tabelle A-9: Attribute der Datenpunkte**

<b>ID</b>	<b>Attribute</b>
1	Projekt
2	Datenanbindung
3	Archivierung
4	Operand
5	Ortsaspekt und untergliederter Ortsaspekt
6	Produktraspekt
7	Spannungsebene
8	Feld
9	Betriebsmitteltyp
10	DP Info, Infotext/Status (K/G, ein/aus ...)
11	Einheit
12	Flussrichtung der Information
13	Infoart (DB/DM/EB/EM/MW)
14	Auswahl der Aufführung des DP Betriebstagebuch/Warnmeldeliste/Alarmliste/Bild
15	Eigenschaften nach IEC60870-5-104 (Stationsadresse, Byte 2, Byte 1, Byte 0, Gesamt)
16	Modbus-Adressen (u. a. Registernummer, IP-Adresse)





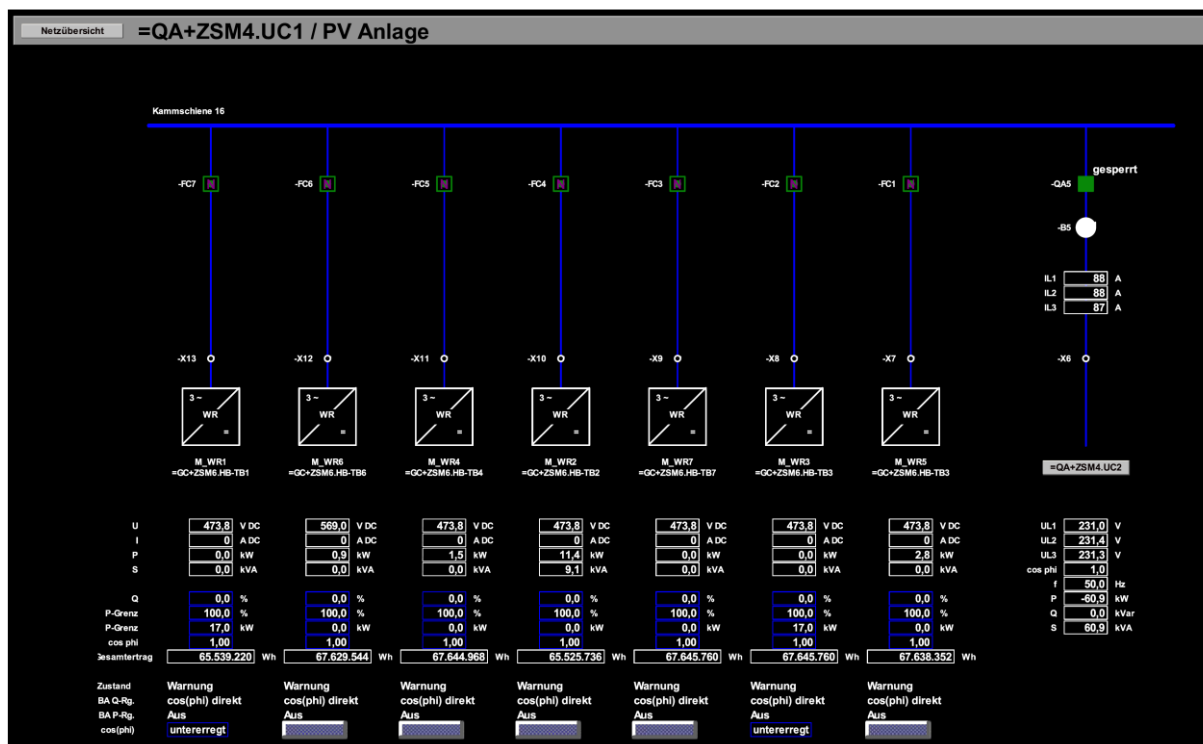


Abbildung A-16: Beispiel: Detailansicht Abgang PV-Anlage

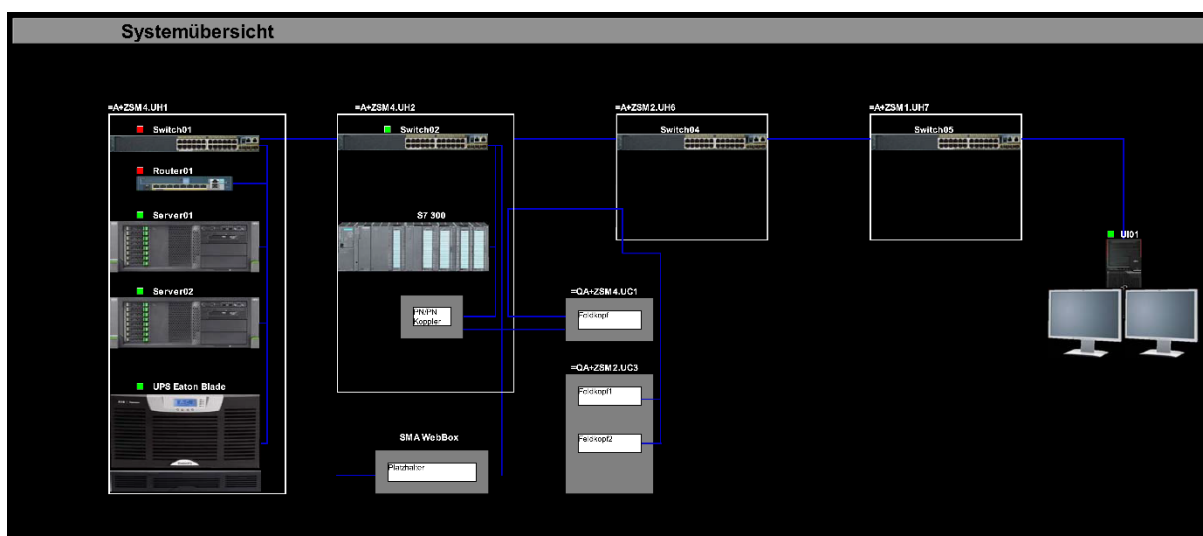


Abbildung A-17: Leitsystemübersicht

Daten Rasterdaten

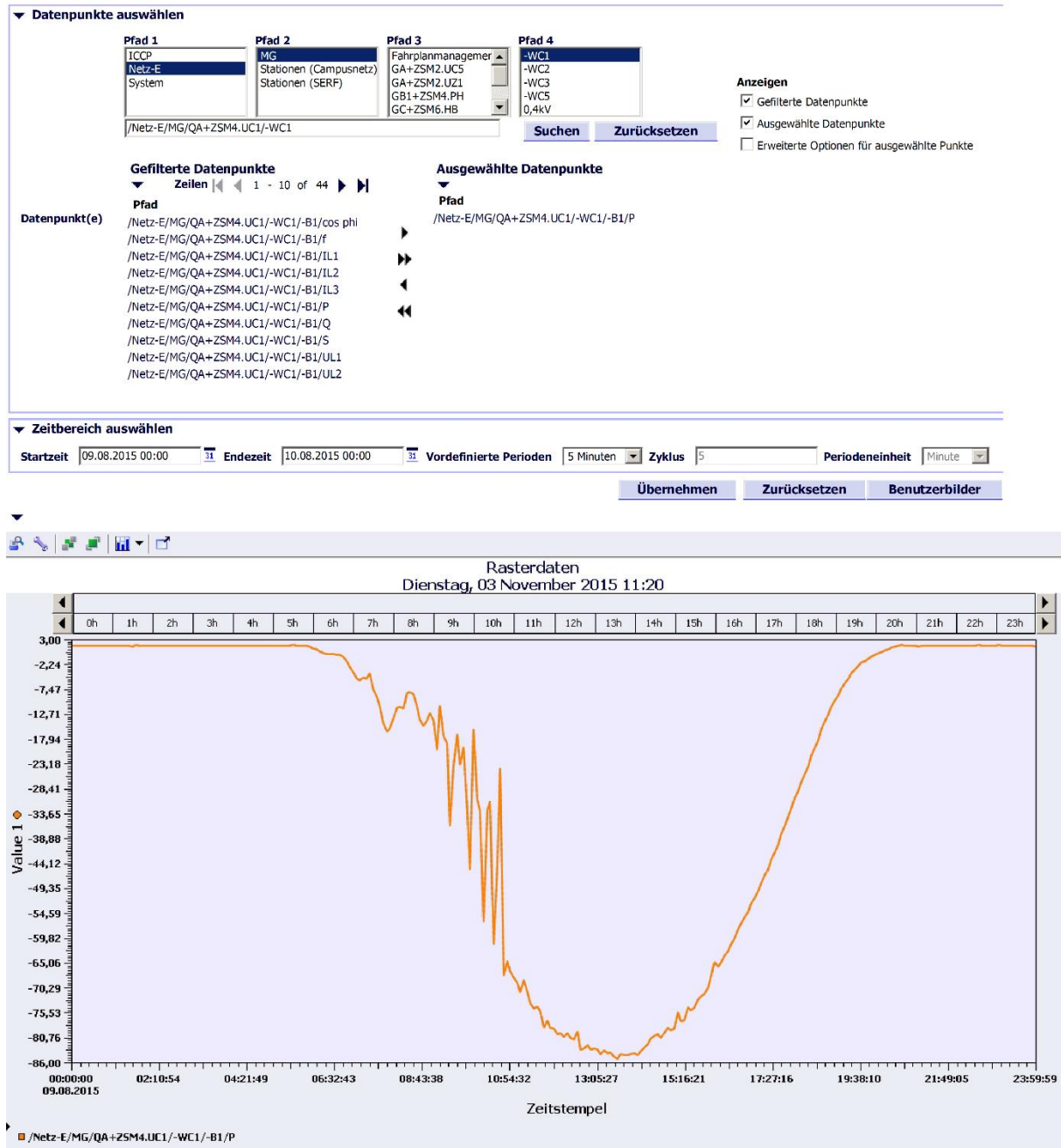


Abbildung A-18: Maske: Archivverwaltung mit Beispieldatensatz

**Fahrplanmanagement**

Fahrweise ID - aktuell 14

Fahrweise ID - Anwahl 15

Steuerung SPS Aus

Fahrplantooll Aus

Fehlercode 13

Abbildung A-19: Maske: Fahrplanmanagement

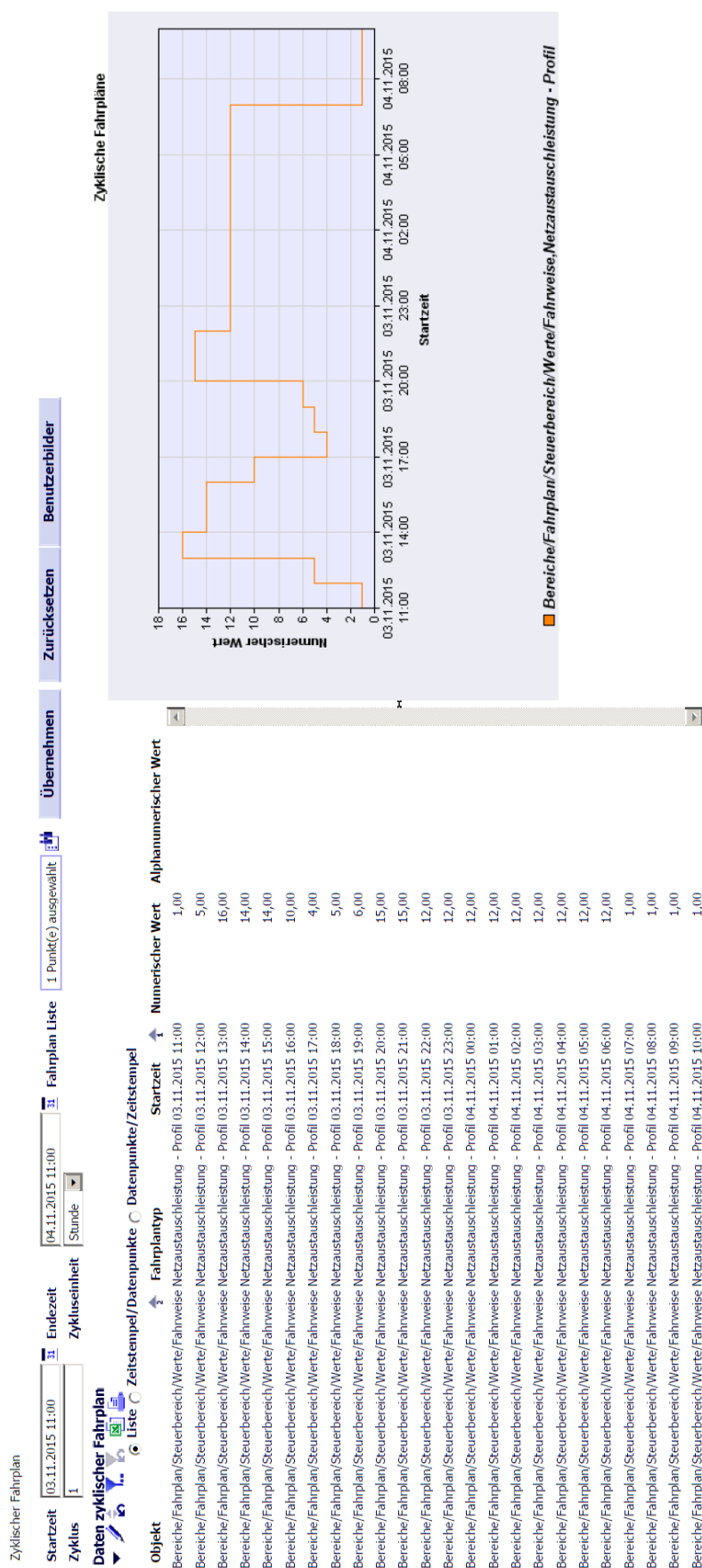


Abbildung A-20: Fahrplantooll (zyklischer Fahrplan)

## A.17 Layout MG-Zustands-/Betriebsweisebeschreibung

Tabelle A-10: Layout MG-Zustandsbeschreibung

<b>ID:</b> 1	<b>Name:</b> Bsp.: Inselbetrieb 1		
<b>Beschreibung:</b> <ul style="list-style-type: none"><li>– Microgrid befindet sich im Inselbetrieb</li><li>– Alle Microgrid Komponenten sind vom Inselnetz getrennt</li><li>– BHKW optional netzparallel</li></ul>			
<b>Abhängige Komponenten /Schaltgeräte:</b>			
Komponente	Zustand	Bez.	
=QA+ZSM4.UC1-QA3	AUS	ASB	
=QA+ZSM4.UC1-QA5	AUS	PV	
=QA+ZSM4.UC1-QA6	AUS	Ladesäulen	
=QA+ZSM2.UC3-QA3	AUS	Netzkoppelschutz BHKW	
<b>Fahrweisen- / Zustandsabhängige Verriegelung:</b> SoCBatt > SoCBattGrenz			
<b>Fahrweisen- / Zustandsabhängige Parameter:</b>			
Name	Modbus-Adresse	Beschreibung	Anlage
P 1.01	40045	Max. Batt. Ladestrom	SBU Master
P 1.02	40073	Untere Entladegrenze	SBU Master
P 1.03	40075	Eig.verbrauch eingeschaltet	SBU Master
P 1.04	40083	Max. Batt. Entladestrom	SBU Master
P 1.05	40131	Nennstrom des Netzanschlusspunktes	SBU Master
P 1.06	30845	Akt. Batt Ladezustand	SBU Master
Prüfung: Notwendigkeit der Übergabe an die anderen SBU-Masters! Summenbildung der einzelnen Werte!!			

# A.18 Spezifischer Betriebsweisen

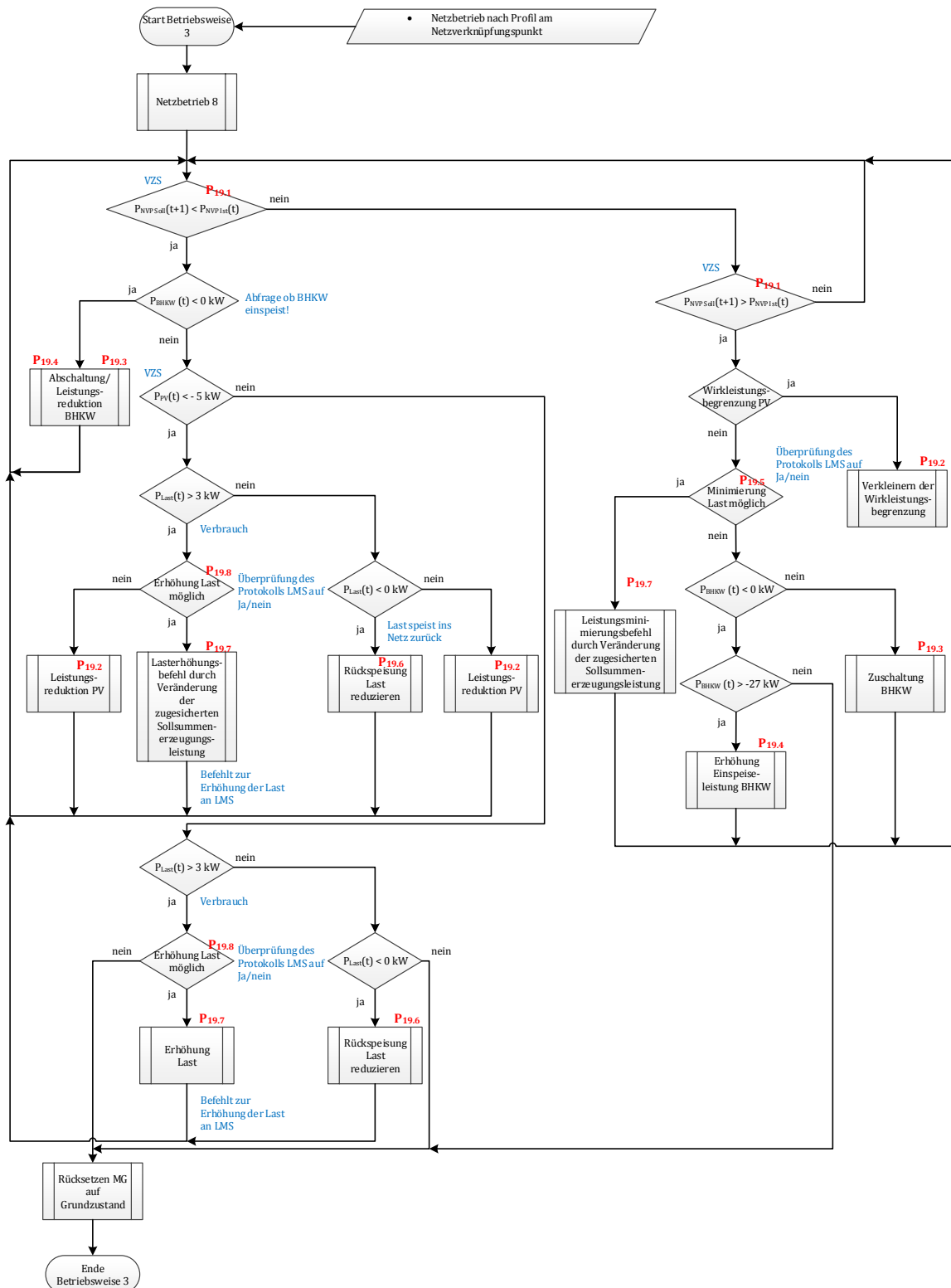


Abbildung A-21: Spezifische Betriebsweise 3